

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI

**Modélisation et contrôle d'une chaîne de conversion  
d'énergie éolienne à vitesse variable connectée au réseau  
et utilisant une machine asynchrone**

Mémoire présenté

dans le cadre du programme de maîtrise en ingénierie

en vue de l'obtention du grade de maître en sciences appliquées (M.Sc.A.)

PAR

© **Frédéric Bédard**

**[18 décembre 2014]**

**Composition du jury :**

**Jean-Sébastien Deschênes, président du jury, Université du Québec À Rimouski**

**Ahmed Chebak, directeur de recherche, Université du Québec À Rimouski**

**Jean-François Méthot, codirecteur de recherche, Université du Québec À Rimouski**

**Mamadou Lamine Doumbia, membre externe, Université du Québec à Trois-Rivières**

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI  
Service de la bibliothèque

Avertissement

La diffusion de ce mémoire ou de cette thèse se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire « *Autorisation de reproduire et de diffuser un rapport, un mémoire ou une thèse* ». En signant ce formulaire, l'auteur concède à l'Université du Québec à Rimouski une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de son travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, l'auteur autorise l'Université du Québec à Rimouski à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de son travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits moraux ni à ses droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, l'auteur conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont il possède un exemplaire.

## REMERCIEMENTS

Je remercie mon directeur de recherche, Ahmed Chebak, et mon co-directeur, Jean-François Méthot, pour leur supervision et leurs bons conseils tout au long de ma maîtrise. Je souhaite remercier aussi les techniciens de l'Université du Québec À Rimouski, Claude Bouchard (électrique) et Richard Lafrance (mécanique), pour leur soutien et leur disponibilité quand j'avais besoin d'eux. Je voudrais souligner le travail du jury d'évaluation pour son efficacité dans les délais imposés.

Je désire aussi remercier tous mes proches pour leur support moral et pour leurs belles paroles quand j'en avais besoin. Merci à mes amis David Beauchesne, Olivier Côté, Jonathan Côté, Samuel Beaulieu, ainsi que toute ma famille et ma blonde Andréa V. Lessard.



## RÉSUMÉ

L'intégration sur les réseaux de production électrique provenant de turbines éoliennes a grandement augmenté dans les dernières années. Cette génération d'énergie dispersée à travers le territoire peut entraîner des perturbations sur le réseau électrique. Ce projet de recherche consiste à pouvoir intégrer plus de production électrique provenant des turbines éoliennes sans craindre un impact négatif sur la stabilité du réseau électrique.

Une étude complète a été effectuée pour une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable utilisant une machine asynchrone à cage d'écureuil et un convertisseur statique centré sur un bus à courant continu. Des modèles mathématiques pour chaque composant de cette chaîne sont développés et la réalisation d'un contrôle optimal du système est effectuée ce qui permet de maximiser le transfert de puissance vers le réseau infini et de participer à la régulation de la tension et de la fréquence de ce réseau. De plus, un banc d'essai éolien a été réalisé afin de tester en pratique le système et son contrôle pour pouvoir comparer les résultats expérimentaux à ceux obtenus en simulation.

La sélection de la vitesse de la génératrice éolienne, intégrée avec une régulation sur la vitesse mécanique et une régulation des courants  $dq$  du repère de Park du stator, permet d'aller extraire le maximum de la puissance disponible dans le vent. Les performances se montrent très bonnes avec un temps de réponse très rapide. Du côté du réseau, la synchronisation est effectuée grâce à une boucle à verrouillage de phase qui reste en phase avec le réseau même si celui-ci est en défaut. En appliquant un contrôle des puissances active et réactive compatibles en fréquence avec le réseau, il est possible de garder le facteur de puissance unitaire. Cela permet de diminuer au maximum les perturbations en tension sur le réseau électrique. Bien sûr ce contrôle est possible car la tension du bus à courant continu est asservie afin de rester à sa référence.

Le banc d'essai expérimental qui est présenté, sert d'outil d'émulation pour le système réel. Un moteur simule l'action du vent en entraînant la génératrice de l'éolienne qui est reliée au réseau électrique. Un système complet de conversion d'énergie alternatif-continu-alternatif est intégré avec son circuit de commande.

*Mots clés* : éolienne, vitesse variable, machine asynchrone, contrôle, repère de Park ( $dq$ ), boucle à verrouillage de phase, réseau électrique, bus à courant continu, convertisseur à transistors, modulation à largeur d'impulsion.



## ***ABSTRACT***

Wind turbine energy production grew quickly in the past few years. This dispersed energy source around the lands may cause some disturbances on the electric grid. This research project consists in being able to increase the wind turbine energy integration without the negative impacts that could impair the grid stability.

A complete study about a variable speed wind turbine based on a squirrel cage induction generator is done. As the power transmission is achieved by a back-to-back converter with a DC link, an investigation is also done about this structure. Every component in the conversion chain is transferred into mathematical model. Then a control to maximize power transmission to the grid and participate in voltage and frequency regulations on the grid is designed. At last, a test bench is created in order to compare the simulation and experimental results. The system and his control are implanted to emulate the comportment of a real wind turbine.

On the generator side, the MPPT is integrated with a speed control loop in addition to  $dq$  stator currents control loops from Park's model in order to produce the maximum power for every wind speed. The performances are great with a good response time. On the grid side, the synchronization is performed by a PLL that keeps track on the instantaneous phase changes even during a default. As the frequency is compatible, the active and reactive power regulations can be processed adequately to keep the unity power factor and by that, to decrease the disturbances on the grid. This control is accurate only if the DC bus voltage is regulated at its reference.

The experimental test bench presented is an emulation of a real wind turbine. A DC motor simulates the effect of the wind by driving the generator which is connected to the grid. A complete back-to-back converter with its control is integrated to match the grid voltage and frequency.

*Keywords* : wind turbine, variable speed, squirrel cage induction generator, control,  $dq$  (Park) frame, phase locked loop, electric grid, DC link, transistor-based converter, pulse width modulation.



## *TABLE DES MATIÈRES*

<b>RÉSUMÉ .....</b>	<b>VI</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>VIII</b>
<b>TABLE DES MATIÈRES.....</b>	<b>X</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX.....</b>	<b>XIV</b>
<b>LISTE DES FIGURES .....</b>	<b>XV</b>
<b>LISTE DES SYMBOLES.....</b>	<b>XXIII</b>
<b>CHAPITRE 1 INTRODUCTION .....</b>	<b>2</b>
<b>1.1 PROBLÉMATIQUE .....</b>	<b>5</b>
<b>1.2 OBJECTIFS.....</b>	<b>6</b>
<b>1.3 MÉTHODOLOGIE .....</b>	<b>7</b>
<b>1.4 HYPOTHÈSES SIMPLIFICATRICES .....</b>	<b>7</b>
<b>1.5 LIMITES DU PROJET .....</b>	<b>8</b>
<b>CHAPITRE 2 MODÉLISATION DE LA CHAÎNE DE CONVERSION.....</b>	<b>9</b>
<b>2.1 INTRODUCTION .....</b>	<b>9</b>
<b>2.2 REPRÉSENTATION DU VENT .....</b>	<b>9</b>
<b>2.3 MODÈLE SIMPLIFIÉ DE LA PARTIE MÉCANIQUE.....</b>	<b>13</b>
<b>2.3.1 ÉNERGIE DISPONIBLE DANS LE VENT .....</b>	<b>13</b>
<b>2.3.2 BOÎTE D'ENGRENAGES.....</b>	<b>17</b>
<b>2.4 MODÉLISATION DE LA MACHINE ASYNCHRONE.....</b>	<b>19</b>
<b>2.4.1 TRANSFORMATION DE PARK .....</b>	<b>19</b>

2.4.2	MODÈLE MATHÉMATIQUE DE LA MACHINE ASYNCHRONE .....	21
2.5	MODÉLISATION DU BUS DC .....	28
2.6	CHOIX DE MODÉLISATION DU CÔTÉ RÉSEAU ÉLECTRIQUE .....	31
2.6.1	RÉSEAU INFINI .....	31
2.6.2	FILTRE L POUR LISSAGE DU COURANT .....	31
2.6.3	FILTRE LCL POUR AMÉLIORER LES PERFORMANCES DU SYSTÈME .....	33
2.7	CONCLUSION .....	36
<b>CHAPITRE 3 STRATÉGIES DE CONTRÔLE DU SYSTÈME .....</b>		<b>37</b>
3.1	INTRODUCTION.....	37
3.2	STRATÉGIE DE CONTRÔLE DU CÔTÉ GÉNÉRATRICE .....	38
3.2.1	MÉTHODE D'EXTRACTION DU MAXIMUM DE PUISSANCE (MPPT) .....	38
3.2.2	COMMANDE VECTORIELLE DE LA MACHINE .....	40
3.3	SYNCHRONISATION DU SYSTÈME DE CONVERSION ÉOLIENNE AU RÉSEAU .....	47
3.3.1	RÉSEAU DÉSÉQUILIBRÉ .....	53
3.3.2	RÉSULTATS DE SIMULATION POUR LA VALIDATION DE LA PLL .....	54
3.4	STRATÉGIE DE CONTRÔLE DU CÔTÉ RÉSEAU.....	57
3.4.1	ANALYSE DES FLUX DE PUISSANCES ACTIVE ET RÉACTIVE .....	58
3.4.2	CONTRÔLE VECTORIEL DES PUISSANCES DANS LE REPÈRE $(D, Q)$ .....	60
3.4.3	CONTRÔLE DE LA TENSION DU BUS DC .....	66
3.5	CONCLUSION .....	71
<b>CHAPITRE 4 SIMULATIONS DU CONTRÔLE DE LA CHAÎNE DE</b>		
<b>CONVERSION .....</b>		<b>72</b>
4.1	INTRODUCTION.....	72
4.2	SIMULATION DU CONTRÔLE DU CÔTÉ GÉNÉRATRICE.....	72
4.2.1	PREMIER TEST : SIMULATION AVEC UNE VITESSE DE VENT CONSTANTE.....	73
4.2.2	DEUXIÈME TEST : SIMULATION AVEC UNE VITESSE DE VENT VARIABLE .....	79
4.3	SIMULATIONS DU CONTRÔLE DU CÔTÉ RÉSEAU .....	84

4.3.1	PREMIER TEST : SIMULATION EN APPLIQUANT UN ÉCHELON DE PUISSANCE FOURNIE PAR L'ÉOLIENNE .....	85
4.3.2	DEUXIÈME TEST : SIMULATION EN APPLIQUANT UN ÉCHELON AVEC AJOUT D'UNE SINUSOÏDE SUR LA PUISSANCE FOURNIE PAR L'ÉOLIENNE .....	87
4.4	ESSAIS DU CONTRÔLE COMPLET DE LA CHAÎNE DE CONVERSION .....	90
4.4.1	PREMIER TEST : SIMULATION AVEC UN RÉSEAU FONCTIONNANT NORMALEMENT .....	91
4.4.2	DEUXIÈME TEST : SIMULATION AVEC UN RÉSEAU EN DÉFAUT DE COURT-CIRCUIT .....	97
4.5	CONCLUSION .....	101
	<b>CHAPITRE 5 BANC D'ESSAI ÉOLIEN.....</b>	<b>102</b>
5.1	INTRODUCTION .....	102
5.2	PRÉSENTATION DU BANC D'ESSAI ÉOLIEN.....	102
5.3	CIRCUIT DE PUISSANCE.....	108
5.3.1	CONVERTISSEURS STATIQUES .....	108
5.3.2	GÉNÉRATRICE ASYNCHRONE ET TURBINE ÉOLIENNE.....	109
5.3.3	PARAMÈTRES DU ROTOR CONSIDÉRÉ POUR L'ÉMULATION .....	110
5.3.4	CÂBLAGE DE L'ARMOIRE ÉLECTRIQUE.....	111
5.4	CIRCUIT DE COMMANDE .....	112
5.4.1	CARTES DE MESURE DE COURANT .....	112
5.4.2	CARTES DE MESURE DE TENSION.....	114
5.4.3	ENCODEUR ROTATIF .....	115
5.4.4	SYSTÈME RT-LAB.....	118
5.4.5	INTERFACE ENTRE L'ORDINATEUR RT-LAB ET L'ARMOIRE ÉLECTRIQUE .....	120
5.5	CONCLUSION.....	122
	<b>CHAPITRE 6 TESTS EXPÉRIMENTAUX ET DISCUSSIONS.....</b>	<b>123</b>
6.1	INTRODUCTION .....	123

<b>6.2</b>	<b>ESSAI EXPÉRIMENTAL DU CONTRÔLE DU CÔTÉ GÉNÉRATRICE .....</b>	<b>123</b>
<b>6.3</b>	<b>ESSAI EXPÉRIMENTAL DU CONTRÔLE DU CÔTÉ RÉSEAU .....</b>	<b>128</b>
<b>6.4</b>	<b>ESSAI EXPÉRIMENTAL DU BANC D’ESSAI ÉOLIEN COMPLET .....</b>	<b>134</b>
<b>6.5</b>	<b>CONCLUSION .....</b>	<b>134</b>
	<b>CHAPITRE 7 CONCLUSION GÉNÉRALE .....</b>	<b>136</b>
	<b>ANNEXE I : SCHÉMA ÉLECTRIQUE DE LA CARTE MESURE DE COURANT .....</b>	<b>139</b>
	<b>ANNEXE II : SCHÉMA ÉLECTRIQUE DE LA CARTE MESURE DE TENSION .....</b>	<b>141</b>
	<b>RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....</b>	<b>143</b>

## ***LISTE DES TABLEAUX***

Tableau 1.1 : Limites de tension d'utilisation du réseau électrique selon la norme CAN3-C235-83(C2006) [2] .....	3
Tableau 2.1 : Différentes longueurs de rugosité .....	11
Tableau 2.2 : Paramètres pour le modèle de vent non-stationnaire .....	12
Tableau 2.3 : Paramètres de simulation pour la génératrice asynchrone [22].....	25
Tableau 2.4 : Paramètres du filtre LCL entre le convertisseur et le réseau.....	36
Tableau 3.1 : Différents déséquilibres sur le réseau selon les composantes symétriques (toutes les tensions sont en Volts) [33] .....	53
Tableau 4.1 : Paramètres utilisés pour le modèle de la turbine éolienne .....	73
Tableau 4.2 : Paramètres de la source de puissance utilisée pour la simulation .....	74
Tableau 4.3 : Paramètres pour les contrôleurs du côté de la génératrice .....	74
Tableau 4.4 : Paramètres du contrôleur de la tension du bus DC .....	75
Tableau 4.5 : Paramètres du modèle de vent intégré dans la simulation .....	79
Tableau 5.1 : Paramètres de la génératrice asynchrone TEP7.54 [22] .....	110

## ***LISTE DES FIGURES***

Figure 1.1 : Schéma de la chaîne de conversion d'énergie éolienne .....	6
Figure 2.1 : Modèle de vent non-stationnaire .....	10
Figure 2.2 : Exemple de profil de vent généré avec le logiciel <i>MATLAB/Simulink</i> .....	13
Figure 2.3 : Rotor éolien traversé par la veine fluide [15].....	14
Figure 2.4 : Exemple de courbe de $C_p(\lambda)$ [12].....	15
Figure 2.5 : Schéma du modèle aérodynamique du rotor de la turbine éolienne .....	16
Figure 2.6 : Exemple d'effet de sillage de la tour sur le couple d'une turbine éolienne pour un rotor de 3 pales [16].....	17
Figure 2.7 : Modèle élastique à deux masses de la boîte d'engrenage [19] .....	18
Figure 2.8 : Schéma bloc du modèle du train d'engrenage implanté dans le logiciel <i>MATLAB/Simulink</i> .....	19
Figure 2.9 : Représentation des systèmes d'axes utilisés dans la machine $(abc, dq)$ .....	20
Figure 2.10 : Schéma du modèle de la machine asynchrone à cage dans le repère $(d,q)$ avec le logiciel <i>MATLAB/Simulink</i> .....	23
Figure 2.11 : Schéma du montage <i>MATLAB/Simulink</i> utilisé pour le test de la machine asynchrone .....	24

Figure 2.12 : Comparaison des deux modèles de la machine asynchrone au niveau du couple électromagnétique et de la vitesse du rotor .....	25
Figure 2.13 : Comparaison des deux modèles de la machine asynchrone au niveau des courants $I_{sd}$ et $I_{sq}$ .....	26
Figure 2.14 : Différences entre les deux modèles pour différentes variables .....	27
Figure 2.15 : Connexion entre les différents modèles de la partie mécanique.....	27
Figure 2.16 : Schéma de partie puissance du système du côté réseau .....	28
Figure 2.17 : Valeur de l'inductance de lissage pour une ondulation du courant de 2% selon le rapport cyclique du signal de modulation .....	32
Figure 2.18 : Filtre LCL appliqué en sortie du convertisseur du côté réseau .....	33
Figure 3.1 : Puissance générée par la turbine en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent.....	38
Figure 3.2 : Courbe de $C_p$ en fonction de la vitesse spécifique $\lambda$ .....	39
Figure 3.3 : Schéma-bloc de la commande vectorielle côté génératrice .....	42
Figure 3.4 : Schéma d'un contrôleur PI modifié avec reprise sans remise à zéro (« antireset ») et sans à-coups (« bumpless ») [31] .....	46
Figure 3.5 : Schéma général du système intégrant une boucle à verrouillage de phase (PLL) .....	47
Figure 3.6 : Schéma général d'une boucle simple à verrouillage de phase .....	48
Figure 3.7 : Principe de la méthode SRF-PLL de boucle à verrouillage de phase.....	49
Figure 3.8 : Principe de la méthode DSRF-PLL de boucle à verrouillage de phase.....	49
Figure 3.9 : Schéma du modèle <i>MATLAB/Simulink</i> de la cellule de découplage .....	50

Figure 3.10 : Schéma du modèle <i>MATLAB/Simulink</i> du réseau de découplage .....	51
Figure 3.11 : Schéma <i>MATLAB/Simulink</i> du contrôleur sur la tension $V_q$ .....	52
Figure 3.12 : Schéma du modèle <i>MATLAB/Simulink</i> de l'oscillateur contrôlé en tension (VCO) en mode discret .....	52
Figure 3.13 : Réponse de la méthode DSRF-PLL à un déséquilibre de type A .....	54
Figure 3.14 : Réponse de la méthode DSRF-PLL à un déséquilibre de type B.....	55
Figure 3.15 : Réponse de la méthode DSRF-PLL à un défaut de type C .....	56
Figure 3.16 : Réponse de la méthode DSRF-PLL à un déséquilibre de type D .....	57
Figure 3.17 : Schéma général du contrôle du convertisseur côté réseau .....	58
Figure 3.18 : Boucle de contrôle des puissances active et réactive .....	59
Figure 3.19 : Boucle de contrôle des puissances active et réactive .....	61
Figure 3.20 : Schéma de la régulation des puissances active et réactive avec les boucles de courants .....	64
Figure 3.21 : Boucle de contrôle de la tension du bus DC .....	67
Figure 3.22 : Diagramme de Bode de la boucle ouverte de la tension du bus DC avec $P_{ext}=5$ $kW$ .....	69
Figure 3.23 : Diagramme de Bode de la boucle ouverte de la tension du bus DC pour $P_{ext}=0 kW$ .....	70
Figure 4.1 : Schéma-bloc du modèle simulé pour la validation du contrôle du côté génératrice.....	75
Figure 4.2 : Intégration de la boucle de régulation de la tension du bus DC dans le contrôle du côté de la génératrice .....	76

Figure 4.3 : Régulation de la vitesse de rotation de la machine et tensions $V_d$ et $V_q$ pour une vitesse de vent constante de 8 m/s.....	77
Figure 4.4 : Régulations des courants $I_d$ et $I_q$ pour une vitesse de vent constante de 8 m/s.	78
Figure 4.5 : Profil de vent avec une vitesse moyenne de 8 m/s et une variance de 2 .....	79
Figure 4.6 : Régulation de la vitesse de rotation de la machine et tensions $V_d$ et $V_q$ pour le profil de vent généré.....	80
Figure 4.7 : Puissance, vitesse de rotation selon la vitesse du vent et coefficient de puissance dans le temps.....	82
Figure 4.8 : Régulation des courants $I_d$ et $I_q$ pour le profil de vent généré .....	83
Figure 4.9 : Schéma-bloc du modèle simulé pour la validation du contrôle du côté réseau	84
Figure 4.10 : Régulations des puissances active et réactive pour un échelon de puissance de 0 kW à 2,5 kW.....	85
Figure 4.11 : Régulation de la tension du bus DC, et forme d'onde du courant $I_{DC}$ pour un échelon de puissance de 0 kW à 2,5 kW .....	87
Figure 4.12 : Régulations des puissances active et réactive pour un échelon de puissance de 0 kW à 2,5 kW avec une oscillation de 500W à 200 Hz.....	88
Figure 4.13 : Régulation de la tension du bus DC et forme d'onde du courant $I_{DC}$ pour un échelon de puissance de 0 kW à 2,5 kW avec une oscillation de 500W à 200 Hz .....	89
Figure 4.14 : Schéma-bloc simulé du système complet de la chaîne de conversion d'énergie éolienne .....	91
Figure 4.15 : Profil de vent généré avec une vitesse moyenne de 8 m/s et une variance de 5 .....	92

Figure 4.16 : Régulation de la vitesse de rotation de la machine, et tensions $V_d$ et $V_q$ de la génératrice pour le profil de vent généré .....	93
Figure 4.17 : Régulation des courants $I_d$ et $I_q$ de la génératrice pour le profil de vent généré .....	94
Figure 4.18 : Régulation de la tension du bus DC et forme d'onde du courant $I_{DC}$ pour le profil de vent généré .....	95
Figure 4.19 : Régulation des puissances active et réactive du côté réseau pour le profil de vent généré .....	96
Figure 4.20 : Tensions $abc$ du réseau et sorties de la DSRF-PLL obtenues suite au défaut appliqué à $t = 2$ s .....	97
Figure 4.21 : Régulation de la tension du bus DC et forme d'onde du courant avec un défaut sur le réseau à $t = 1$ s .....	98
Figure 4.22 : Régulation des puissances active et réactive fournie au réseau avec un défaut appliqué à $t = 2$ s .....	99
Figure 4.23 : Régulation de la vitesse de rotation de la machine et tensions $V_d$ et $V_q$ de la génératrice avec un défaut sur le réseau .....	100
Figure 4.24 : Régulation des courants $I_d$ et $I_q$ de la génératrice avec un défaut sur le réseau .....	101
Figure 5.1 : Schéma de câblage du banc d'essai général .....	103
Figure 5.2 : Schéma fonctionnel du banc d'essai .....	105
Figure 5.3 : Schéma de câblage du circuit de puissance du banc d'essai éolien .....	106
Figure 5.4 : Schéma de câblage du banc d'essai éolien avec le circuit de commande .....	107
Figure 5.5 : Boîtier contenant le convertisseur Semiteach .....	108

Figure 5.6 : Schéma électrique de la partie de puissance du module Semiteach .....	109
Figure 5.7 : Vue d'intérieur de l'armoire électrique .....	111
Figure 5.8 : Façades des boîtiers de rangement pour les cartes de mesure de courant .....	113
Figure 5.9 : Module contenant quatre boîtiers de mesure de tension et quatre boîtiers de mesure de courant.....	115
Figure 5.10 : Chronogramme de l'encodeur rotatif.....	116
Figure 5.11 : Définition du sens de rotation selon les signaux A et B .....	117
Figure 5.12 : Câblage des sorties à collecteur ouvert de l'encodeur rotatif.....	117
Figure 5.13 : Câbles SH96-96 .....	121
Figure 5.14 : Plaque pour le passage des câbles SH-96-96 vers les connecteurs coaxiaux	121
Figure 6.1 : Schéma de câblage pour l'essai expérimental du contrôle du côté de la génératrice .....	124
Figure 6.2 : Schéma d'implantation dans l'environnement RT-Lab pour le test expérimental du contrôle du côté génératrice .....	125
Figure 6.3 : Commutation entre deux signaux inverses de commande des transistors avec l'augmentation du temps mort.....	126
Figure 6.4 : Régulation expérimentale de la vitesse de la génératrice obtenue grâce à l'ordinateur RT-Lab .....	127
Figure 6.5 : Régulation en simulation de la vitesse de la génératrice obtenue grâce au logiciel <i>MATLAB/Simulink</i> .....	127
Figure 6.6 : Tensions expérimentales $V_d$ et $V_q$ , en sortie de la boucle DSRF-PLL du banc d'essai, obtenues grâce à l'environnement RT-Lab .....	128

Figure 6.7 : Schéma de câblage pour le test expérimental du contrôle du côté réseau.....	129
Figure 6.8 : Tension et courant expérimentaux du bus DC obtenus grâce à l'environnement RT-Lab (sans contrôle du système) .....	131
Figure 6.9 : Tension et courant du bus DC en simulation (sans contrôle du système).....	131
Figure 6.10 : Régulation des puissances active et réactive du côté du réseau pour une période d'échantillonnage de 50 $\mu$ s en simulation .....	133
Figure 6.11 : Tensions $dq$ régulées du côté du réseau pour une période d'échantillonnage de 50 $\mu$ s en simulation .....	133
Figure I.1 : Schéma électrique de la carte de mesure de courant.....	139
Figure II.1 : Schéma électrique de la carte de mesure de tension.....	141

**LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES**

<b>AC</b>	Alternating Current (courant alternative)
<b>BT</b>	Basse Tension
<b>DC</b>	Direct Current (courant continu )
<b>DSRF-PLL</b>	Double Synchronous Reference Frame PLL
<b>FPGA</b>	Field-Programmable Gate Array
<b>HIL</b>	Hardware In the Loop
<b>IGBT</b>	Insulated-Gate Bipolar Transistor
<b>LREE</b>	Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne
<b>MLI</b>	Modulation à Largeur d'Impulsion
<b>MPPT</b>	Maximum Power Point Tracking (extraction du maximum de puissance)
<b>MW</b>	Mégawatt
<b>PI</b>	Proportionnel et Intégral
<b>PLL</b>	Phase Locked Loop (boucle à verrouillage de phase)
<b>SRF-PLL</b>	Synchronous Reference Frame PLL
<b>VCO</b>	Voltage Controlled Oscillator (oscillateur contrôlé en tension)

### **LISTE DES SYMBOLES**

$a$	Opérateur pour la transformation repère $abc$ vers $dio$
$B, p_B, q_B$	Fonction Bétâ et ses paramètres
$B_s$	Coefficient d'amortissement de l'axe flexible [kg/s]
$C$	Capacité du bus DC [F]
$C_f$	Capacité du filtre LCL [F]
$C_p$	Coefficient de puissance
$D$	Rapport cyclique pour chaque période d'échantillonnage pour la MLI [%]
$G_{BOi}$	Fonction de transfert des courants $dq$ de la machine asynchrone en boucle ouverte
$G_{BOv}$	Fonction de transfert de la vitesse de la machine asynchrone en boucle ouverte
$G_v$	Fonction de transfert de la dynamique du bus DC
$h_{mli}$	Rang d'harmonique de $\omega_{mli}$ par rapport à $\omega_n$
$H_{BOi-BFi}$	Fonction de transfert en boucle ouverte et en boucle fermée des courants par rapport aux tensions du côté du réseau

$H_t(s)$	Fonction de transfert du filtre pour le bruit blanc (modèle de vent)
$\vec{i}$	Vecteur d'espace du courant de ligne du réseau [A]
$i$	Rapport de transmission de la boîte d'engrenages
$i_{DC}$	Courant du bus DC avant le convertisseur côté réseau [A]
$i_{dref}, i_{qref}$	Courants de référence pour le contrôle des puissances active et réactive [A]
$i_{loss}$	Courant de pertes sur le bus DC [A]
$I_{max}$	Courant nominal maximal traversant l'inductance après le convertisseur [A]
$i_{ra-b-c}, i_{rd-q-0}$	Courants triphasés et dans le repère tournant $dq$ au rotor [A]
$i_{sa-b-c}, i_{sd-q-0}$	Courants triphasés et dans le repère tournant $dq$ au stator [A]
$I_t$	Intensité de la perturbation
$I_{ta-b-c}, I_{td-q}$	Courants de ligne et dans le repère tournant $dq$ [A]
$J_B$	Inertie sur l'axe flexible de la boîte d'engrenages [kg/m <sup>2</sup> ]
$J_{eq}$	Inertie totale équivalente rapportée sur l'axe haute vitesse [kg/m <sup>2</sup> ]
$J_g$	Inertie de la génératrice asynchrone [kg/m <sup>2</sup> ]
$J_t$	Inertie du rotor de la turbine éolienne [kg/m <sup>2</sup> ]
$k_0$	Gain de l'intégrateur du contrôleur de la tension du bus DC
$k_c, k_i$	Gains proportionnel et intégral du contrôleur de vitesse
$k_{ci}, k_{ii}$	Gains proportionnel et intégral des contrôleurs de courant $dq$
$k_{cPLL}, k_{iPLL}$	Gain proportionnel et intégral du contrôleur de tension de la DSRF-PLL
$k_{cr}, k_{ir}$	Gains proportionnel et intégral des contrôleurs de courant $dq$ du côté du réseau

$k_{d-q}$	Fonctions de transfert des contrôleurs de courant $dq$ du côté du réseau
$K_F, T_F$	Gain et constante de temps du filtre du bruit blanc (modèle de vent)
$k_f$	Facteur de multiplication entre $\omega_{res}$ et $\omega_{mli}$
$K_s$	Constante de rappel de l'axe flexible [N/m]
$K_v$	Fonction de transfert du contrôleur de la tension du bus DC
$L, r_{on}$	Inductance de lissage pour le réseau [H] et sa résistance interne [ $\Omega$ ]
$L_f$	Inductance du filtre LCL du côté du réseau [H]
$L_i$	Inductance du filtre LCL du côté du convertisseur [H]
$L_{IT}$	Inductance du transformateur [H]
$L_m, L_s, L_r$	Inductance mutuelle, inductance au stator et inductance au rotor [H]
$L_{res}$	Inductance totale vue du côté du réseau [H]
$L_T$	Inductance totale de ligne du côté du réseau [H]
$L_t$	Échelle de la longueur de turbulence [m]
$m_1, m_2$	Coefficients du filtre pour le bruit blanc (modèle de vent)
$n, m$	Indice des séquences dans la DSRF-PLL
$p$	Nombre de pôles de la machine asynchrone
$p_0, n_0, \alpha$	Paramètres du contrôleur de la tension du bus DC
$P_{DC}$	Puissance active sur le bus DC avant le convertisseur côté réseau [W]
$P_{ext}$	Puissance active externe fournie par la génératrice sur le bus DC [W]
$P_{loss}$	Pertes de puissance active sur le bus DC [W]

$P_s$	Puissance active triphasée échangée avec le réseau [W]
$P_{sref}, Q_{sref}$	Puissances active [W] et réactive [Var] de référence
$P_t$	Puissance active triphasée en sortie du convertisseur côté réseau [W]
$P_t$	Puissance mécanique captée par la turbine éolienne
$Q_s$	Puissance réactive triphasée échangée avec le réseau [Var]
$R$	Résistance de lissage pour le réseau [ $\Omega$ ]
$R$	Rayon du rotor de la turbine éolienne [m]
$r$	Facteur d'atténuation du filtre LCL
$R_d$	Résistance d'atténuation du filtre LCL [ $\Omega$ ]
$R_s, R_r$	Résistances au stator et au rotor de la machine asynchrone [ $\Omega$ ]
$T$	Couple interne au modèle de la boîte d'engrenages [N.m]
$T_{em}$	Couple électromagnétique de la machine asynchrone [N.m]
$T_{ff}$	Constante de temps du filtre passe-bas pour l'anticipation dans la régulation des courants $dq$ du côté du réseau
$T_g$	Couple de charge appliqué sur l'arbre de la machine asynchrone [N.m]
$T_g$	Couple sur l'arbre de la génératrice [N.m]
$T_{mti}$	Période d'échantillonnage pour la MLI [s]
$T_s$	Période d'échantillonnage de la simulation [s]
$T_{sw}$	Période d'échantillonnage du vent [s]
$T_t$	Couple du rotor de l'éolienne [N.m]

$u_{d-q}$	Signaux de commande en tension en sortie des contrôleurs de courant du côté du réseau
$V$	Vitesse du vent instantanée [m/s]
$V_{DC}$	Tension du bus DC [V]
$V_{d-i-o}$	Tensions triphasées directe, inverse et homopolaire du réseau [V]
$\vec{V}_t$	Vecteur d'espace de la tension en sortie du convertisseur côté réseau [V]
$\vec{V}_s$	Vecteur d'espace de la tension du réseau [V]
$v_s(t)$	Valeur(s) moyenne(s) de la vitesse du vent [m/s]
$v_{min}$	Vitesse de vent minimale correspondant au démarrage de l'éolienne [m/s]
$v_{\Omega max}$	Vitesse de vent correspondant à la vitesse de rotation maximale de l'éolienne [m/s]
$v_{nom}$	Vitesse de vent correspondant à la génération de la puissance nominale de l'éolienne [m/s]
$V_{sa-b-c}$ $V_{sd-q-0}$	Tensions du réseau triphasées et dans le repère tournant $dq$ [V]
$v_{sd-sq}$ $v_{rd-rq}$	Tensions au stator et au rotor dans le repère tournant $dq$ [V]
$V_{sn}$ $P_n$	Tension nominale ligne-ligne [V], puissance nominale fournie au réseau [W]
$x$	Pourcentage de la puissance réactive absorbée par le filtre LCL [%]
$z$	Hauteur du rotor de l'éolienne [m]
$z_0$	Longueur de rugosité du terrain [m]
$Z_b$ $C_b$	Impédance de base [ $\Omega$ ] et capacité de base [F]

$Z_{LC}$	Impédance du filtre LCL [ $\Omega$ ]
$\beta$	Angle de calage des pales [ $^\circ$ ]
$\delta_m$	Déphasage pour le filtre du contrôleur de la tension du bus DC [rad]
$\gamma, c_1 \text{ à } c_6$	Coefficients pour le calcul de $C_p$
$\lambda$	Vitesse spécifique de l'éolienne
$\lambda_{opt}$	Vitesse spécifique optimale de l'éolienne
$\eta$	Rendement de la boîte d'engrenages [%]
$\Omega_b$	Vitesse de rotation mécanique basse du rotor de l'éolienne [rad/s]
$\Omega_h$	Vitesse de rotation mécanique haute de la machine asynchrone [rad/s]
$\Omega_{h\_max}$	Vitesse de rotation mécanique maximale de la machine asynchrone [rad/s]
$\Omega_{h\_opt}$	Vitesse de rotation mécanique optimale de référence (MPPT) [rad/s]
$\omega_c, \phi_m$	Fréquence de coupure et marge de phase du contrôleur de vitesse de la machine asynchrone
$\omega_{cdc}$	Fréquence de coupure du contrôleur de la tension du bus DC [rad/s]
$\omega_{cis}, \phi_{mi}$	Fréquence de coupure et marge de phase des contrôleurs de courant du côté de la machine asynchrone
$\omega_d$	Pulsation électrique de l'axe $d$ [rad/s]
$\omega_{dm}$	Pulsation électrique correspondante à $\delta_m$ pour le filtre du contrôleur de la tension du bus DC [rad/s]
$\omega_f$	Fréquence de coupure du filtre passe-bas de la DSRF-PLL [rad/s]
$\omega_g$	Pulsation électrique du réseau [rad/s]

$\omega_{g0}, \theta_{g0}$	Phase initiale [rad] et pulsation électrique initiale [rad/s] du réseau
$\omega_{mli}$	Pulsation électrique de la MLI [rad/s]
$\omega_n$	Pulsation électrique nominale du réseau [rad/s]
$\omega_r$	Pulsation électrique correspondante à la vitesse mécanique du rotor [rad/s]
$\omega_{res}$	Pulsation électrique de résonance du filtre LCL [rad/s]
$\omega_s$	Pulsation électrique du stator [rad/s]
$\omega_{sr}$	Pulsation électrique du rotor [rad/s]
$\varphi_{sd-sq}, \varphi_{rd-rq}$	Flux statoriques et rotoriques dans le repère tournant $dq$ [Wb]
$\rho$	Densité de l'air [ $\text{kg/m}^3$ ]
$\sigma$	Variance du bruit blanc (pour la modélisation du vent)
$\sigma$	Facteur de dispersion dans les inductances de la machine asynchrone
$\tau$	Constante de temps de la dynamique du bus DC [s]
$\tau_i$	Constante de temps de la régulation des courants $dq$ , du côté du réseau, en boucle fermée [s]
$\tau_r$	Constante de temps au rotor
$\theta_d$	Position angulaire de l'axe $d$ du repère tournant $dq$ [rad]
$\theta_g$	Phase instantanée du vecteur d'espace des tensions du réseau [rad]
$\theta_r$	Position angulaire du rotor [rad]
$\theta_s$	Position angulaire du stator [rad]
$\theta_{sr}$	Déphasage entre le stator et le rotor [rad]



## **CHAPITRE 1**

### **INTRODUCTION**

Les entreprises productrices d'énergie électrique cherchent à diversifier les sources d'énergie et c'est pour cela que depuis quelques années un intérêt particulier est porté vers l'éolien. Avec un premier appel d'offre fait en 2003 de 1000 MW et un deuxième en 2008 de 2000 MW, le Québec souhaite allouer une plus grande partie de la production d'électricité aux éoliennes. L'objectif en 2015 est d'atteindre 4000 MW de capacité éolienne installée [1]. L'ajout de sources décentralisées comme les éoliennes est appelé «génération d'énergie dispersée». Ce type de production ne participe généralement pas aux services système qui sont la régulation de la tension et de la fréquence demandées par le gestionnaire du réseau électrique.

En effet, le constat est que l'ajout d'éoliennes sur le réseau a deux impacts négatifs : les fluctuations de puissance dues au caractère aléatoire du vent et les harmoniques créés par l'utilisation de convertisseurs à base de semi-conducteurs de puissance. Ces impacts ont notamment des effets non désirables sur la tension et la fréquence de l'onde électrique du réseau. Selon la norme canadienne CAN3-C235-83(C2006), sur des intervalles de mesure de 10 minutes, 95% des valeurs efficaces des écarts de tensions doivent se situer entre -11,7% et +5,8% [2]. Un récapitulatif de la norme canadienne des limites de tension est présenté dans le tableau 1.1.



**Tableau 1.1 : Limites de tension d'utilisation du réseau électrique selon la norme CAN3-C235-83(C2006) [2]**

	Conditions marginales d'exploitation			
			Conditions normales d'exploitation	
Réseau monophasé 120/240 V	106	110	125	127
	212	220	250	254
600 V	530	550	625	635
Réseau triphasé 4 conducteurs 120/208 V (Y)*	110	112	125	127
	190	194	216	220
347/600 V (Y)*	306	318	360	367
	530	550	625	635
Réseau triphasé 3 conducteurs 240 V	212	220	250	254
	530	550	625	635
De 1 000 à 50 000 V	± 6 %			

Quant à la fréquence, la valeur cible est de ne pas dépasser 1% de fluctuation, soit de 59,4 à 60,6 Hz. Cet intervalle est défini pour une durée d'une semaine et dans lequel 99% des mesures doivent entrer [2].

Les fermes éoliennes vont donc devoir effectuer localement un contrôle de la tension et la puissance réactive, de la fréquence et la tenue aux creux de tension si l'on veut que la stabilité du réseau se maintienne. Par ailleurs, selon un article publié en 2007, les parcs éoliens avec seulement des générateurs à vitesse fixe vont probablement être supprimés du fait de leur incapacité à offrir ce contrôle de la tension et de la fréquence permettant d'améliorer la stabilité du réseau sans ajouter de bancs de condensateur [3]. Les générateurs à vitesse variable ont donc beaucoup plus de potentiel futur.

En effet, la participation au réglage de la tension pour les différents types de génératrices éoliennes a été étudiée et comparée [4]. Il en revient que la technologie à

vitesse variable est beaucoup plus adaptée à la régulation de la tension et de la fréquence du réseau infini, grâce à son contrôle, du côté réseau, indépendant de la génératrice.

Pour les réseaux basses tensions (BT), une référence [5] a montré que l'on peut associer une ferme éolienne avec un générateur diesel et un stockage inertiel de l'énergie pour essayer de réduire l'impact du caractère aléatoire de la production d'énergie des éoliennes et éviter des creux de puissance trop brusques. De plus, il a été déterminé que la meilleure solution, pour les réseaux BT ou pour les réseaux nationaux, est la configuration avec des convertisseurs AC-DC et DC-AC car ceux-ci offrent des avantages du point de vue matériel, de la commande et de la gestion du système énergétique.

Dans le cas d'un réseau BT, la connexion d'une charge secondaire peut permettre de stabiliser la fréquence [6]. Il s'agit d'un générateur synchrone dont le régulateur assure le maintien d'une tension constante du réseau. Un filtre actif peut aussi être inséré dans le système afin de compenser les courants harmoniques générés et la puissance réactive consommée par des charges non-linéaires qui pourraient être connectées à ce réseau.

L'auteur Aimani [7] a modélisé et simulé un contrôle de la tension du bus DC avec un contrôle de la puissance réactive pour la garder égale à 0, le tout pour une machine asynchrone à cage d'écurueil de 300 kW. Les résultats sont très concluants et montrent que la stratégie d'extraction du maximum de la puissance (MPPT) par rapport à la vitesse du vent fonctionne très bien.

Enfin, Richardot [8] expose une méthode de gestion mutualisée des générations d'énergie dispersée pour modifier leur état passif sur le réseau à éléments actifs du système électrique. Le réglage coordonné de la tension permet de les faire participer, avec une optimisation de leur consigne en tension, au réglage de la tension ainsi qu'à la compensation locale de l'énergie réactive. Le contrôle est cependant plus complexe et doit prendre en compte plusieurs sources d'énergie dispersées.

Selon les lectures effectuées, il est clair que la technologie de générateurs à vitesse variable avec une conversion AC-DC-AC est à préconiser car elle permet beaucoup plus de

latitude au niveau du contrôle. L'autre remarque importante est sans doute qu'il n'est pas nécessaire d'ajouter une charge secondaire, une roue d'inertie ou quoi que ce soit (pour un réseau infini) pour obtenir des bonnes performances de contrôle et en même temps participer aux services réseau. Un contrôle adéquat des convertisseurs AC-DC et DC-AC permet sans problème de rencontrer des objectifs de performances élevées.

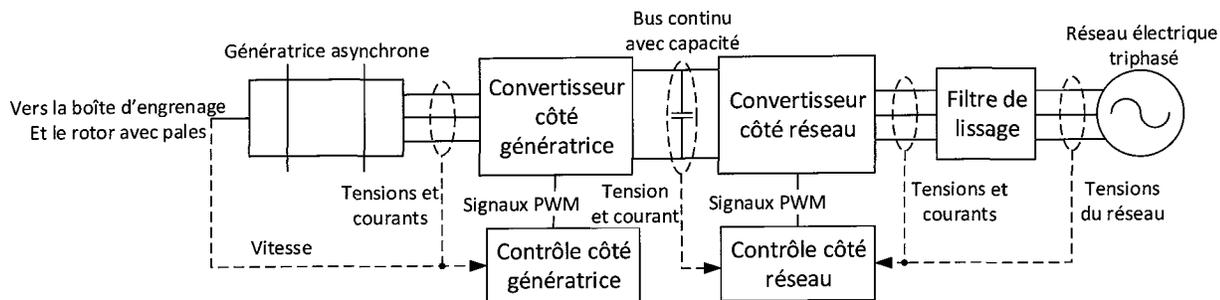
## 1.1 PROBLÉMATIQUE

Depuis quelques années, le prix de production d'énergie par des éoliennes a grandement diminué. La conséquence est que les gouvernements poussent fort pour intégrer de plus en plus la production éolienne sur le réseau de leur pays. Si on regarde par exemple un pays comme le Danemark, environ 50% de l'énergie consommée annuellement est produite par le vent [9]. Cependant, cette génération d'énergie dispersée et aléatoire conduit à des perturbations de la fréquence et de la tension sur le réseau. Par ailleurs, l'Allemagne, dont la production à base d'éolienne est actuellement de 7%, vise à atteindre 50% de la production totale par des éoliennes à l'horizon 2020 [10]. Ici encore, plus le rapport entre la production éolienne et la production totale est grand, plus les effets néfastes sur le réseau électrique se feront sentir et devront donc être corrigés par la partie contrôle des éoliennes elles-mêmes.

Ce projet de recherche consiste à pallier à ces perturbations afin de pouvoir intégrer plus de production électrique provenant des turbines éoliennes sans craindre un impact négatif sur la stabilité du réseau électrique. Ce projet présente donc une étude complète d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable utilisant une machine asynchrone à cage d'écureuil et un convertisseur statique AC-DC-AC ainsi que des modèles mathématiques pour chaque composant de cette chaîne. Ensuite la réalisation d'un contrôle optimal du système est proposée qui doit permettre de maximiser le transfert de puissance vers le réseau infini et participer à la régulation de la tension et de la fréquence de ce réseau.

## 1.2 OBJECTIFS

L'objectif principal de ce projet est de choisir, modéliser, simuler et réaliser le contrôle d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne. Ce contrôle se décompose en deux parties, soit le contrôle côté générateur et le contrôle côté réseau (cf. figure 1.1).



**Figure 1.1 : Schéma de la chaîne de conversion d'énergie éolienne**

Pour les deux parties, le but est de tirer le maximum de puissance selon le vent disponible en tout temps et de le transférer vers le réseau électrique avec le moins de pertes possible. Par ailleurs, le contrôle côté réseau devra intégrer une participation aux services systèmes qui sont la régulation de la tension et de la fréquence pour que l'énergie envoyée au réseau suive les normes imposées par le fournisseur. Pour le Québec, le seul fournisseur est Hydro-Québec mais la plupart des pays industrialisés possèdent le même genre de norme en termes de qualité de l'onde électrique.

La décomposition préliminaire de ces objectifs peut être comme suit :

1. Modéliser mathématiquement la chaîne de conversion.
2. Tenter de répondre aux contraintes imposées en choisissant un contrôle adéquat.
3. Vérifier qu'en simulation le système réagit selon les attentes.
4. Observer que le système expérimental répond aux exigences exposées.
5. Évaluer la concordance entre les résultats des simulations et les essais pratiques.

### 1.3 MÉTHODOLOGIE

Pour résoudre la problématique de ce projet de recherche, une étude est réalisée tout d'abord pour déterminer un modèle mathématique fidèle à la réalité pour chacune des composantes de la chaîne de conversion d'énergie éolienne, du vent au réseau électrique. Cette démarche est présentée au chapitre 2.

Ensuite, une étude sur les différentes stratégies de contrôle du côté de la génératrice et du côté du réseau est effectuée afin de faire un choix éclairé pour notre système. Les solutions retenues sont exposés au chapitre 3.

C'est dans le chapitre 4 que les modèles mathématiques et les contrôles retenus sont implantés et simulés. Les différents résultats issus de ces simulations sont présentés afin d'évaluer les performances du système.

Après vient la partie sur la description du banc d'essai éolien monté dans le but de faire des expériences et comparer les résultats expérimentaux aux simulations, afin de valider les stratégies de contrôle. Cette présentation est détaillée au chapitre 5.

Enfin, une comparaison entre certains résultats expérimentaux et les résultats obtenus par simulations est effectuée au chapitre 6. Une attention particulière est portée sur la régulation de la tension et de la fréquence pour voir si le système entre dans les normes exigées par Hydro-Québec.

### 1.4 HYPOTHÈSES SIMPLIFICATRICES

Pour la génératrice asynchrone, la saturation n'est pas prise en compte et l'hystérésis de la courbe  $B-H$  du matériau ferromagnétique est supposé nul. La courbe de magnétisation est donc considérée linéaire.

De plus, la variation des paramètres avec la température, tels que la résistance et l'inductance des enroulements, est négligée car, sinon, il faut effectuer la mesure et l'optimisation en temps réel de ces composants, ce qui compliquerait beaucoup le système.

Une considération supplémentaire est que la vitesse de la génératrice ne dépassera pas la vitesse nominale, ainsi le flux est constant sur toute la plage de vitesse; c'est-à-dire qu'il n'y a pas de défluxage.

D'autres hypothèses simplificatrices seront déterminées lors de la modélisation de chaque composant du système.

## **1.5 LIMITES DU PROJET**

Les modèles utilisés comportent des hypothèses simplificatrices, il est donc important de faire une comparaison critique avec les résultats expérimentaux. Tout écart entre la théorie et la pratique pourra être expliqué partiellement par les hypothèses effectuées. Inversement, une bonne concordance des résultats permettrait de confirmer un bon choix des hypothèses retenues.

Par ailleurs, les tests expérimentaux ne sont effectués que sur une seule génératrice de petite puissance. Des tests sur un parc éolien avec des machines de grande puissance (> 500 kW) ne seront pas effectués. Il est donc difficile de prévoir si l'implantation d'un tel contrôle à grande échelle peut participer aux services systèmes tout en connaissant le caractère aléatoire de la ressource éolienne. En connaissant tous les paramètres de la chaîne de conversion d'énergie éolienne, il serait toutefois possible d'obtenir des résultats de simulation pour des éoliennes de plus fortes puissances.

## **CHAPITRE 2**

### **MODÉLISATION DE LA CHAÎNE DE CONVERSION**

#### **2.1 INTRODUCTION**

Pour modéliser la chaîne de conversion d'énergie éolienne, il est important de comprendre les dynamiques et les interactions entre les différentes composantes de cette chaîne. Cette dernière permet la transformation de l'énergie physique du vent en énergie mécanique grâce au rotor de la turbine avec pales et la boîte d'engrenage, pour ensuite convertir cette énergie en une puissance électrique grâce à la génératrice. Cette énergie est transférée vers le réseau en passant par les convertisseurs statiques.

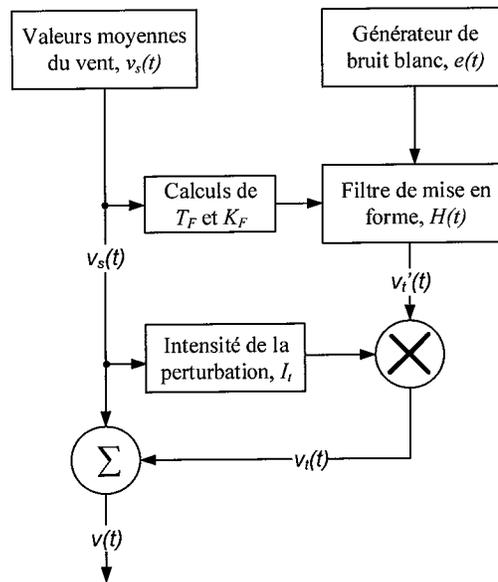
Ce chapitre présente la modélisation de la chaîne de conversion éolienne considérée. Il expose les modèles mathématiques du vent, de la partie aérodynamique composée par le rotor de l'éolienne et la boîte d'engrenage, de la génératrice asynchrone, du bus DC, ainsi que du réseau électrique infini et du filtre utilisé pour diminuer les harmoniques.

#### **2.2 REPRÉSENTATION DU VENT**

Le vent est une ressource naturelle et inépuisable, cependant son caractère aléatoire rend son exploitation complexe. Les soudaines variations de vitesse, donc de puissance, posent des défis à relever d'un point de vue mécanique pour la résistance des composants et d'un point de vue de contrôle car la puissance générée varie grandement. C'est pourquoi dans le présent projet, il est important de favoriser un modèle de vent le plus fidèle possible à la réalité.

Le premier profil simple de vent implanté est un profil aléatoire qui possède une valeur moyenne et une variance autour de cette moyenne. Avec le logiciel *MATLAB/Simulink*, il est facile de produire un tel signal en prenant les bons blocs et en entrant les paramètres désirés. Cependant après quelques essais, il a été conclu que ce modèle de vent n'est pas adéquat. En effet, lors des premières simulations, le logiciel *MATLAB* s'est arrêté en cours de simulation à cause de changements de vitesse de vent trop rapides et trop importants, ce qui provoque une réponse mécanique instable. Donc, malgré le caractère aléatoire de cette ressource, les valeurs précédentes de vitesse du vent ont une certaine importance sur le futur immédiat.

Le modèle finalement choisi est un modèle de génération de vent non-stationnaire [11]. Il est représenté à la figure 2.1.



**Figure 2.1 : Modèle de vent non-stationnaire**

Ce modèle montre que le vent peut être décomposé en une vitesse moyenne à laquelle vient s'ajouter une turbulence ou perturbation. Cette dernière peut être produite grâce à un bruit blanc passant à travers un filtre de conditionnement dont les paramètres sont le gain

$K_F$  et la constante de temps  $T_F$ . Le signal en sortie est ensuite multiplié par la constante déterminant l'intensité de la turbulence  $I_t$ , qui est dépendante de la hauteur de la turbine et de la rugosité du terrain [12].

$$I_t = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (2.1)$$

Où  $z$  est la hauteur de l'axe du rotor et  $z_0$  la longueur de rugosité (voir le tableau 2.1 pour des exemples).

**Tableau 2.1 : Différentes longueurs de rugosité**

Type de relief	Classe de relief	$Z_0$ (m)
Surface d'eau	0	0,0002 à 0,0003
Gazon	0,5	0,0024
Terrain agricole sans relief	1	0,03
Terrain agricole avec haies	2	0,1
Village, forêt	3	0,4
Grande ville avec gratte-ciel	4	1,6

La fonction de transfert du filtre utilisé dans le modèle du vent est une approximation en fonction rationnelle du filtre d'ordre 5/6 qui est déterminée théoriquement [13]. La simplification donne :

$$H_t(s) = K_F \cdot \frac{m_1 T_F s + 1}{(T_F s + 1)(m_2 T_F s + 1)} \quad (2.2)$$

Avec  $m_1 = 0,4$  et  $m_2 = 0,25$  [13], et les coefficients :

$$T_F = \frac{L_t}{v_s} \quad (2.3)$$

$$K_F = \sqrt{\frac{2\pi}{B\left(\frac{1}{2}, \frac{1}{3}\right)} \cdot \frac{T_F}{T_{sw}}} \quad (2.4)$$

$$L_t = 5.z \quad (2.5)$$

Où  $v_s$  est la vitesse moyenne du vent, et  $T_{sw}$  est la période d'échantillonnage de la perturbation. Le terme  $B$  fait référence à la fonction Beta définie comme suit :

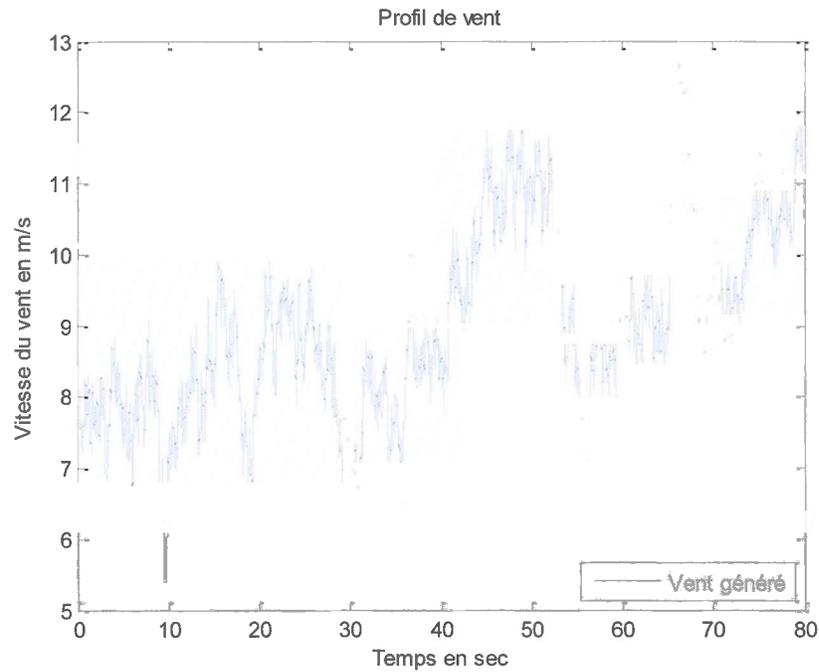
$$B(p_B, q_B) = \int_0^1 x^{p_B-1} (1-x)^{q_B-1} dx \quad (2.6)$$

Ce qui donne, après résolution de la fonction Beta pour le cas présent avec les paramètres  $p_B=0,5$  et  $q_B=0,33$ , une valeur finale pour  $B(p_B, q_B)=2,5871$  à l'aide du logiciel *MATLAB*. Les paramètres choisis pour le système sont énumérés dans le tableau 2.2.

**Tableau 2.2 : Paramètres pour le modèle de vent non-stationnaire**

Paramètre	Valeur
Période d'échantillonnage, $T_{sw}$	0,1 (seconde)
Vitesse de vent moyenne, $v_s$	8 (m/s)
Variance du bruit blanc, $\sigma$	2,5
Hauteur de la tour, $z$	15 (mètre)
Longueur de rugosité, $z_0$	0,03 (mètre)

Pour valider le modèle développé, un exemple de profil du vent a été généré et est montré à la figure 2.2 en prenant les paramètres précédemment cités.



**Figure 2.2 : Exemple de profil de vent généré avec le logiciel *MATLAB/Simulink***

Ce profil de vent semble être fidèle à la réalité car la vitesse du vent est très variable dans le temps et peut doubler en l'espace de quelques secondes. Des rafales sont aussi présentes dans la répartition aléatoire, ce qui est très bon pour voir comment se comporte notre système face à ce phénomène.

## 2.3 MODÈLE SIMPLIFIÉ DE LA PARTIE MÉCANIQUE

### 2.3.1 Énergie disponible dans le vent

Le vent peut être traduit par une énergie cinétique des masses d'air en mouvement. C'est cette énergie qui est ensuite transmise en énergie mécanique sur le rotor de l'éolienne grâce au profil aérodynamique des pales. Grâce à la théorie du disque actuateur, on peut

modéliser le comportement du rotor d'une turbine éolienne. Cette théorie suppose que l'air n'est pas compressé, que le fluide s'écoule de manière continue et que les grandeurs étudiées ont les mêmes valeurs sur une section circulaire ciblée du tube de courant d'air [14].

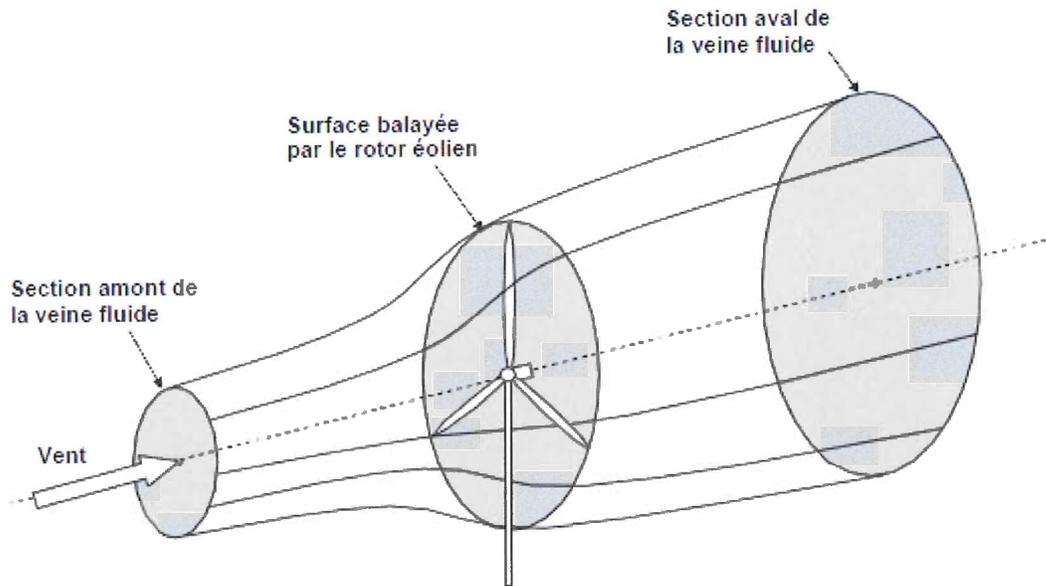


Figure 2.3 : Rotor éolien traversé par la veine fluide [15]

La puissance du vent qui peut être effectivement transmise sous forme de puissance mécanique est exprimée par l'équation suivante :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.7)$$

Où  $\rho$  est la densité de l'air ( $\text{kg/m}^3$ ),  $R$  est le rayon du rotor ( $\approx$  longueur de pale en m),  $V$  est la vitesse du vent (m/s) et  $C_p$  est le coefficient de puissance. Ce dernier est fonction de la forme et de l'angle de calage des pales  $\beta$  (supposé constant ici) et de la vitesse spécifique  $\lambda$ , qui permet d'extraire un maximum de puissance disponible dans le vent (fait partie de la stratégie MPPT) et qui répond à l'équation suivante :

$$\lambda = \frac{R.\Omega_b}{V} \quad (2.8)$$

Où  $\Omega_b$  est la vitesse de rotation de l'arbre de l'éolienne (rad/s) avant la boîte d'engrenage et qui correspond à la basse vitesse.

En pratique, la courbe de  $C_p$  en fonction de  $\lambda$  est obtenue de façon expérimentale et un exemple illustre ce genre de courbe à la figure 2.4 :

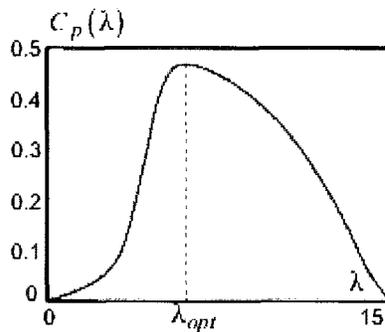


Figure 2.4 : Exemple de courbe de  $C_p(\lambda)$  [12]

Cette courbe est estimée expérimentalement par chaque manufacturier et peut être approximée par les équations suivantes [16] :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\gamma} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\frac{-c_5}{\gamma}} + c_6 \lambda \quad (2.9)$$

$$\gamma = \left( \frac{1}{\lambda + 0,08.\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (2.10)$$

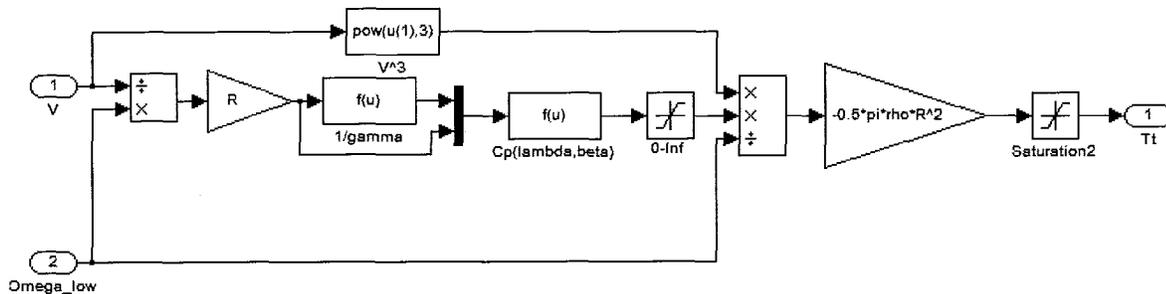
Une courbe typique est obtenue expérimentalement avec les constantes suivantes [17, 18] :

$$\begin{aligned}
 c_1 &= 0,5176 \\
 c_2 &= 116 \\
 c_3 &= 0,4 \\
 c_4 &= 5 \\
 c_5 &= 21 \\
 c_6 &= 0,0068
 \end{aligned}$$

Pour le système étudié de petite puissance, l'angle de calage des pales  $\beta$  est considéré constant et égal à 0. La grandeur de sortie intéressante étant le couple du rotor de l'éolienne avant l'engrenage, ce dernier est déterminé comme suit :

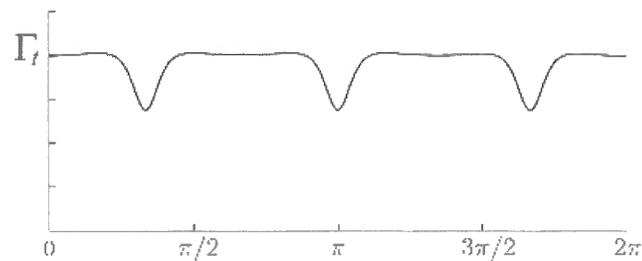
$$T_i = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\Omega_b} \quad (2.11)$$

Le schéma du modèle aérodynamique décrivant la conversion de puissance de la turbine éolienne est présenté dans la figure suivante :



**Figure 2.5 : Schéma du modèle aérodynamique du rotor de la turbine éolienne**

Ici, il faut rappeler que les éoliennes considérées dans ce projet sont des éoliennes de faibles puissances et par conséquent, il est possible de négliger les phénomènes cycliques. Par phénomènes cycliques, on entend l'effet de sillage de la tour (un exemple est donné à la figure 2.6) et l'effet de cisaillement du vent.



**Figure 2.6 : Exemple d'effet de sillage de la tour sur le couple d'une turbine éolienne pour un rotor de 3 pales [16]**

L'effet de sillage de la tour provoque une baisse du couple à chaque fois qu'une pale passe devant la tour et l'effet de cisaillement du vent est dû au fait que selon la hauteur à laquelle se trouve chaque pale, la vitesse du vent n'est pas la même et donc le couple n'est pas le même en tout temps à chaque extrémités du rotor de la turbine.

Malgré ces simplifications pour le type d'éoliennes étudiées, le modèle est très réaliste et suffit amplement pour nos études.

Une fois que le couple sur le rotor est déterminé, il faut modéliser la boîte d'engrenage qui est le dernier lien avant la génératrice de l'éolienne.

### 2.3.2 Boîte d'engrenages

Les deux modèles les plus utilisés pour représenter une boîte d'engrenages sont le modèle rigide à deux masses et le modèle élastique à deux masses. Les deux masses en questions sont la masse que représente le rotor de l'éolienne, donc les pales et l'axe allant à la boîte d'engrenages, et celle que représente le rotor et l'axe de la génératrice. Le terme rigide implique qu'il n'y a aucune « perturbation » entre la vitesse d'entrée et la vitesse de sortie. Dans un souci d'être le plus réaliste possible, le modèle élastique a été choisi (cf. figure 2.7). Celui-ci prend en compte qu'il y a un ressort et un amortisseur en parallèle entre les deux masses en question, à savoir du côté de la basse vitesse de la boîte

d'engrenage, soit du côté du rotor, et du côté de la haute vitesse de la boîte d'engrenage, soit du côté de la génératrice.

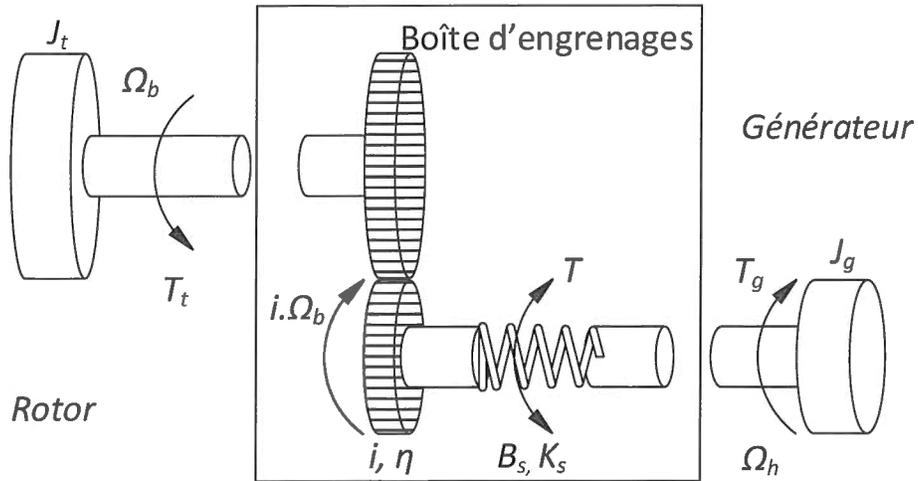


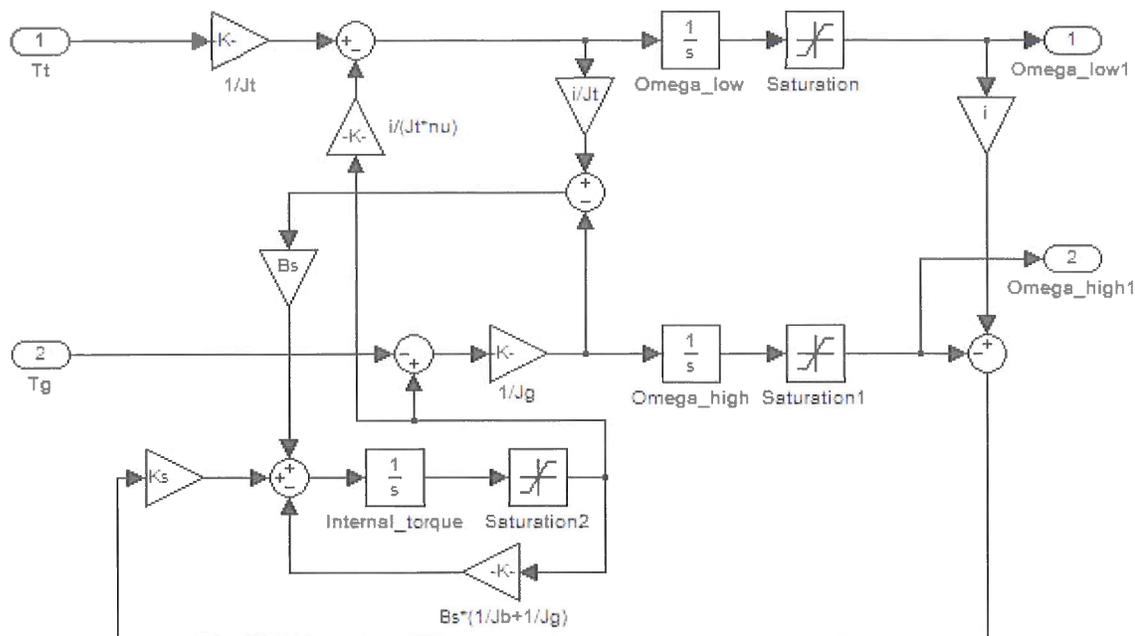
Figure 2.7 : Modèle élastique à deux masses de la boîte d'engrenage [19]

De cette figure et en intégrant un couple  $T$  interne au modèle, les équations mécaniques de la boîte d'engrenages peuvent être déduites :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\Omega_b}{dt} = \frac{1}{J_t} \cdot T_t - \frac{1}{i \cdot J_B} \cdot T \\ \frac{d\Omega_h}{dt} = \frac{1}{J_g} \cdot T - \frac{1}{J_g} \cdot T_g \\ \frac{dT}{dt} = K_s \cdot (i \cdot \Omega_b - \Omega_h) - B_s \left( \frac{1}{J_B} + \frac{1}{J_g} \right) T + B_s \cdot \left( \frac{i}{J_t} \frac{d\Omega_b}{dt} - \frac{1}{J_g} \frac{d\Omega_h}{dt} \right) \end{array} \right. \quad (2.12)$$

Avec  $J_B = \frac{\eta}{i^2} \cdot J_t$  est l'inertie sur l'axe flexible [12],  $T$  est un couple interne servant uniquement pour le calcul,  $i$  est le rapport de multiplication de la boîte d'engrenages,  $\eta$  est son rendement,  $K_s$  est la constante de rappel de l'arbre de transmission et  $B_s$  est son

coefficient d'amortissement. L'intégration de ces équations à l'aide du logiciel *MATLAB/Simulink* est montrée à la figure 2.8.



**Figure 2.8 : Schéma bloc du modèle du train d'engrenage implémenté dans le logiciel *MATLAB/Simulink***

Après la boîte d'engrenages se trouve la génératrice de l'éolienne. Il faut donc comprendre les dynamiques propres à cette machine électrique pour pouvoir la modéliser.

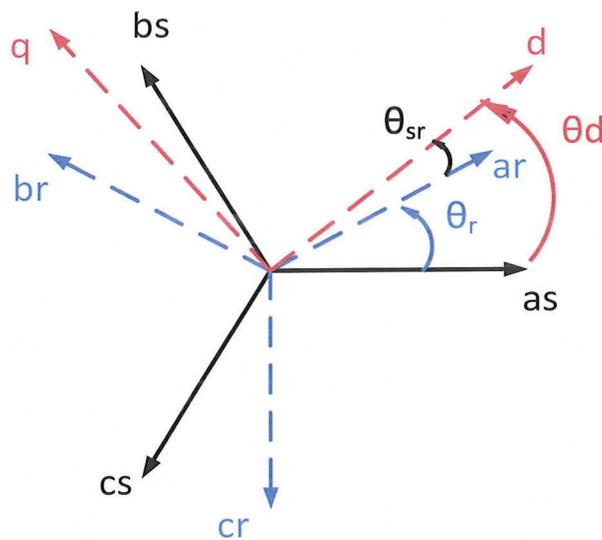
## 2.4 MODÉLISATION DE LA MACHINE ASYNCHRONE

### 2.4.1 Transformation de Park

Le modèle utilisé pour modéliser la machine asynchrone est celui exprimé dans le référentiel  $(d, q)$  [20]. Pour passer du modèle triphasé  $(a, b, c)$  au modèle en question, la

transformation de Park est utilisée (l'exemple suivant est donné pour les courants statoriques) :

$$\begin{bmatrix} i_{sd}(t) \\ i_{sq}(t) \\ i_{s0}(t) \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_d) & \cos\left(\theta_d - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_d - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta_d) & \sin\left(\theta_d - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta_d - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa}(t) \\ i_{sb}(t) \\ i_{sc}(t) \end{bmatrix} \quad (2.13)$$



**Figure 2.9 : Représentation des systèmes d'axes utilisés dans la machine ( $abc, dq$ )**

Si on regarde d'un côté vectoriel, cette transformation est apparentée au changement d'un système d'axes à 3 phases  $a$ ,  $b$  et  $c$  vers un système tournant d'axes  $d$  et  $q$ . Dans notre cas, ce système est synchronisé sur le champ tournant de la machine asynchrone dont la phase est  $\theta_s$  d'où  $\theta_d = \theta_s$ .

Pour revenir dans le repère triphasé, il suffit de faire la transformation inverse de Park avec  $\theta_d$  qui est l'angle entre l'axe  $d$  et la référence représentée par l'axe  $a$  du stator :

$$\begin{bmatrix} i_{sa}(t) \\ i_{sb}(t) \\ i_{sc}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_d) & \sin(\theta_d) & 1 \\ \cos\left(\theta_d - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta_d - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta_d - \frac{4\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta_d - \frac{4\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd}(t) \\ i_{sq}(t) \\ i_{s0}(t) \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Le fait de passer dans le repère  $(d, q)$  permet de contrôler de façon séparée les variables ciblées, soient le couple et le flux.

#### 2.4.2 Modèle mathématique de la machine asynchrone

Il est important de bien comprendre le comportement de la génératrice afin de pouvoir définir un contrôle versatile qui peut s'adapter à toute machine asynchrone en entrant les paramètres de cette dernière. En effet, le contrôle est basé sur les équations de la dynamique interne de la machine électrique; il est donc important d'y porter une attention particulière.

Une fois dans le repère  $(d, q)$ , on détermine les équations différentielles du 1<sup>er</sup> ordre des flux statorique  $(\varphi_s)$  et rotorique  $(\varphi_r)$  (équations de tensions) [20, 21]. En effet grâce aux flux, il est assez facile de calculer ensuite les courants au rotor et au stator ( $i_s$  et  $i_r$ ). Les équations de la machines sont exprimées comme suit :

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} - R_s \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} - \omega_d \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \end{bmatrix} \\ \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} v_{rd} \\ v_{rq} \end{bmatrix} - R_r \begin{bmatrix} i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} - \omega_{sr} \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Où  $R_s$  et  $R_r$  sont les résistances au stator et au rotor, et  $v_s$  et  $v_r$  sont les tensions statoriques et rotoriques de la machine asynchrone. D'après les angles vus à la figure 2.9 :  $\omega_d$  est la pulsation électrique au niveau du stator, et  $\omega_r$  est la pulsation correspondante à la vitesse mécanique du rotor. Aussi la fréquence de rotation du champ tournant dans le repère du rotor est  $\omega_{sr} = \omega_d - \omega_r$  ( $\omega_{sr}$  correspond à la pulsation électrique au rotor), et la fréquence de rotation mécanique du rotor est  $\omega_r = \omega_{mec} \cdot p / 2$ , où  $p$  est le nombre de pôles de la machine asynchrone et  $\omega_{mec} = \Omega_h$ .  $\Omega_h$  est la vitesse de rotation en entrée de la boîte d'engrenages. Après avoir obtenu les flux grâce à la matrice des inductances, les courants peuvent être facilement obtenus car :

$$\begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & L_m & 0 \\ 0 & L_s & 0 & L_m \\ L_m & 0 & L_r & 0 \\ 0 & L_m & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Où  $L_s$  et  $L_r$  sont les inductances statorique et rotorique et  $L_m$  est l'inductance mutuelle entre le stator et le rotor.

Donc, quand les courants sont les grandeurs à obtenir, la matrice inverse des inductances est utilisée :

$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} = M^{-1} \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

À partir des valeurs des courants obtenus, le couple électromagnétique  $T_{em}$  de la machine asynchrone peut être déterminé par l'équation suivante :

$$T_{em} = \frac{3}{2} \frac{p}{2} L_m (i_{sq} i_{rd} - i_{sd} i_{rq}) \quad (2.18)$$

L'accélération angulaire peut être définie comme suit, en considérant que les couples de pertes magnétiques et de pertes mécaniques sont négligeables :

$$\frac{d\omega_{mec}}{dt} = \frac{T_{em} - T_g}{J_{eq}} \quad (2.19)$$

Où  $T_{em}$  est le couple électromagnétique,  $T_g$  est le couple appliqué par la charge (turbine) sur l'arbre de la génératrice (après la boîte d'engrenages) et  $J_{eq}$  est l'inertie équivalente de l'inertie de la génératrice plus l'inertie du rotor de la turbine rapportée sur l'arbre haute vitesse de la génératrice. Ainsi, pour trouver la vitesse de rotation  $\omega_{mec}$ , il suffit de faire l'intégrale de l'accélération angulaire.

En établissant le modèle de la machine asynchrone à l'aide du logiciel *MATLAB/Simulink*, le schéma suivant est obtenu :

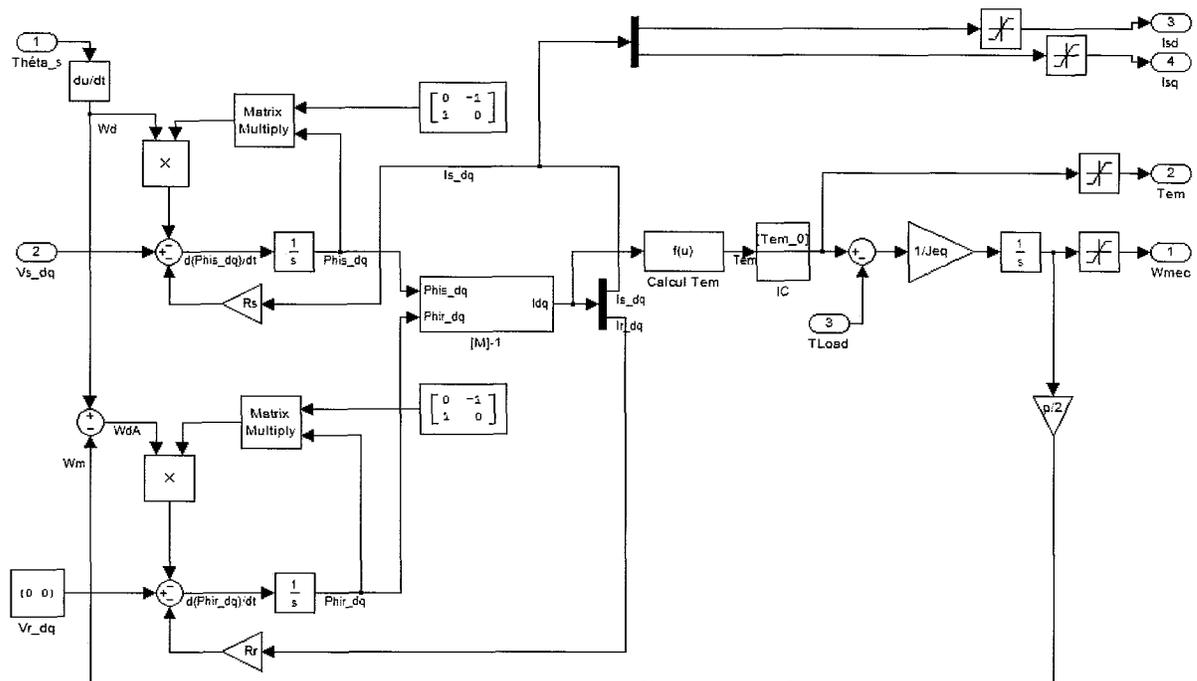
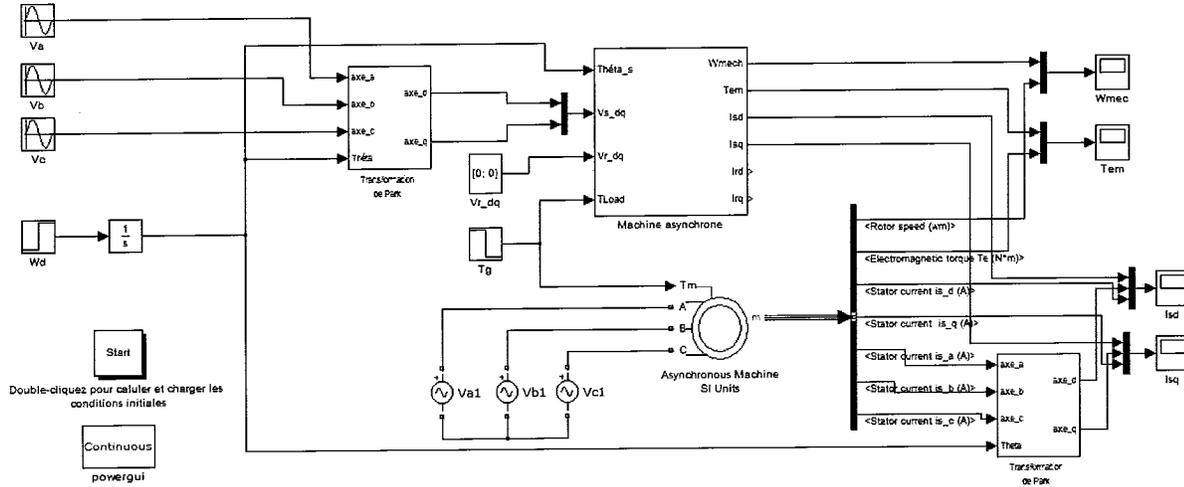


Figure 2.10 : Schéma du modèle de la machine asynchrone à cage dans le repère  $(d, q)$  avec le logiciel *MATLAB/Simulink*

Pour valider le modèle de la machine asynchrone réalisé, un test par simulation a été effectué. Il consiste à appliquer un échelon sur le couple de charge  $T_g$  qui passe du couple de charge nominale de la génératrice asynchrone à la moitié de ce couple. Le montage utilisé pour ce test correspond à la figure 2.11.



**Figure 2.11 : Schéma du montage *MATLAB/Simulink* utilisé pour le test de la machine asynchrone**

Une comparaison a aussi été effectuée entre le modèle réalisé et le modèle déjà existant dans la bibliothèque du logiciel *MATLAB/Simulink*. Les paramètres de la machine asynchrone pour la validation du modèle sont énumérés dans le tableau 2.2.

Les résultats des simulations concernant l'évolution du couple électromécanique et de la vitesse de la machine asynchrone sont montrés aux figures 2.12 et 2.13.

Tableau 2.3 : Paramètres de simulation pour la génératrice asynchrone [22]

Paramètre	Symbole	Valeur	Unité
Nombre de pôles par phase	$p$	4	---
Puissance nominale	$S_{rated}$	5595	VA
Tension efficace nominale de ligne	$V_{rated}$	208	V
Fréquence nominale	$f_{rated}$	60	Hz
Rapport des réactances de fuite	$X_{ls}/X'_{lr}$	1	---
Résistance de phase du stator	$R_s$	209,6	m $\Omega$
Résistance de phase du rotor	$R'_r$	299,1	m $\Omega$
Inductance de fuite du stator	$L_{ls}$	1,901	mH
Inductance de fuite du rotor	$L_{lr}$	1,901	mH
Inductance magnétisante	$L_m$	55,76	mH
Inertie du rotor	$J$	64.90E-03	kg $\times$ m <sup>2</sup>
Coefficient de frottement	$F$	5,632E-03	kg $\times$ m <sup>2</sup> $\times$ s <sup>-1</sup>

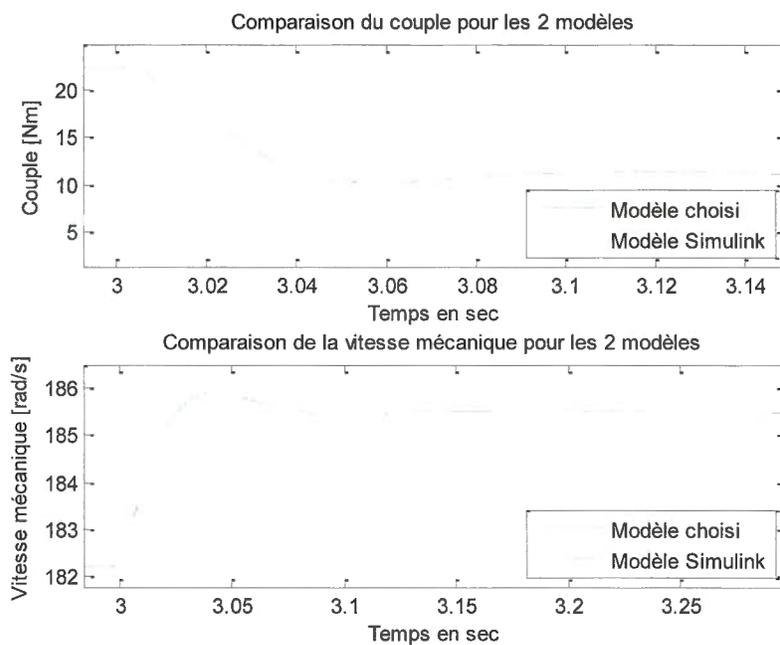
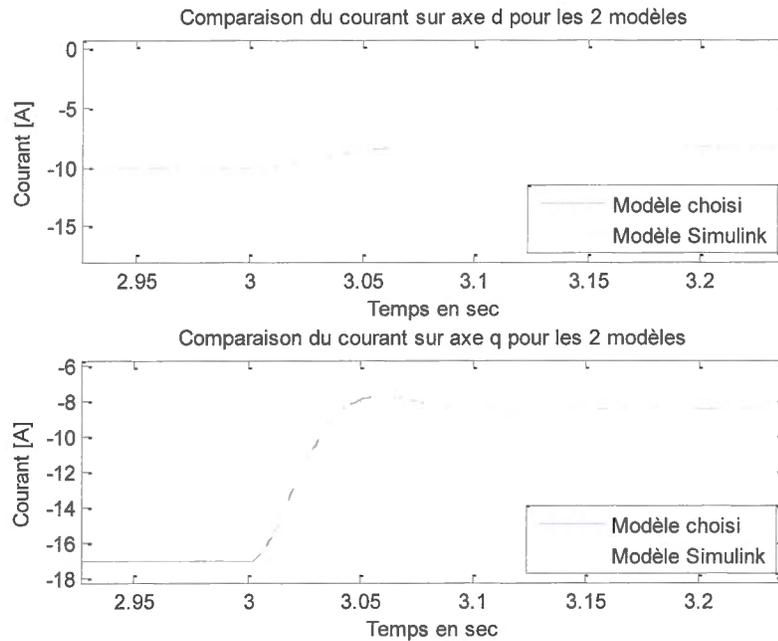


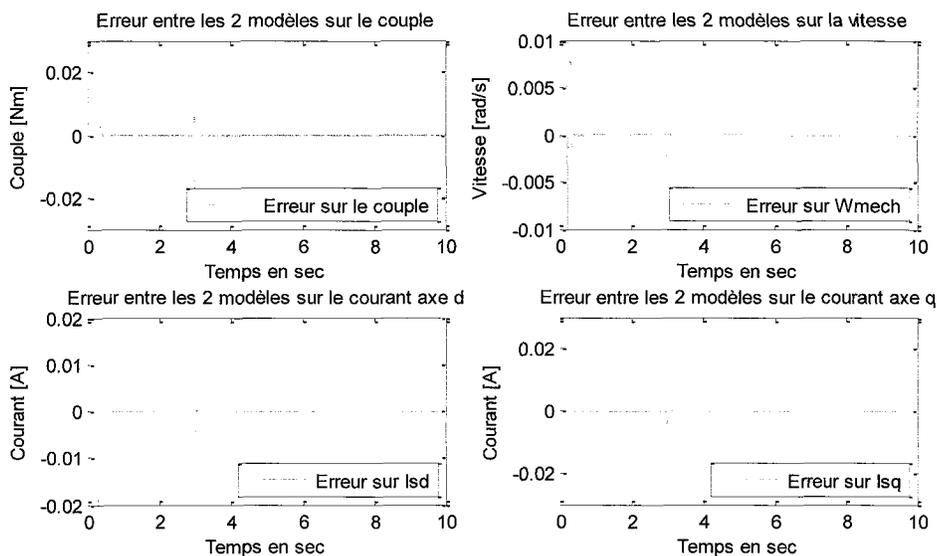
Figure 2.12 : Comparaison des deux modèles de la machine asynchrone au niveau du couple électromagnétique et de la vitesse du rotor



**Figure 2.13 : Comparaison des deux modèles de la machine asynchrone au niveau des courants  $I_{sd}$  et  $I_{sq}$**

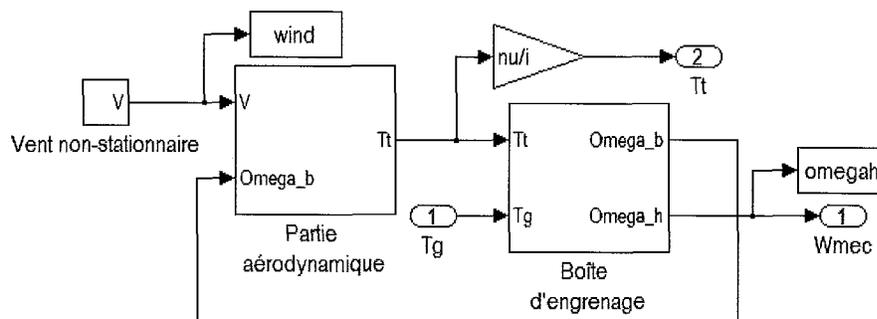
D'après les premières observations, les deux modèles semblent parfaitement identiques car les courbes sont superposées et se confondent sur les graphiques. Si nous observons maintenant les courants dans les axes  $d$  et  $q$ , ils sont eux aussi tout à fait similaires, comme on peut le voir à la figure 2.13. À la figure 2.14, il est question des erreurs entre les deux modèles comparés pour les différentes variables concernées, soient :

- Le couple électromagnétique en Nm ;
- La vitesse mécanique du rotor en rad/s ;
- Le courant statorique dans l'axe  $d$  en A ;
- Le courant statorique dans l'axe  $q$  en A.



**Figure 2.14 : Différences entre les deux modèles pour différentes variables**

Si on ne regarde pas la première demi-seconde où le système cherche à se stabiliser, on constate que la différence relative maximum est au moment du changement de couple de charge au temps  $t = 3$  s et ne dépasse pas 0,01%, ce qui est négligeable. Les performances du modèle réalisé sont donc très bonnes et très fidèles à celles du modèle *MATLAB/Simulink* de la machine asynchrone. Une fois les modèles de vent, de la partie aérodynamique et de la boîte d'engrenages connectés ensemble (cf. figure 2.15), le couple de charge  $T_g$  appliqué par le rotor de l'éolienne sur l'arbre de la génératrice ainsi que la vitesse mécanique de rotation correspondante sont connus et utilisables pour le contrôle.



**Figure 2.15 : Connexion entre les différents modèles de la partie mécanique**

## 2.5 MODÉLISATION DU BUS DC

Dans cette partie, il n'y a pas de source de tension DC. Il s'agit d'une source de puissance qui fournit une puissance  $P_{ext}(t)$  variable dans le temps et qui dépend de la vitesse du vent, soit la puissance générée par la turbine éolienne (cf. figure 2.16). Comme la puissance fournie est variable, cela peut affecter grandement la tension du bus DC, qui est  $V_{DC}$ , et c'est donc pour cette raison qu'il faut réguler celle-ci. Il est à noter que l'établissement du contrôle de la génératrice asynchrone et la stratégie MPPT adoptée sont présentés dans le chapitre 3.

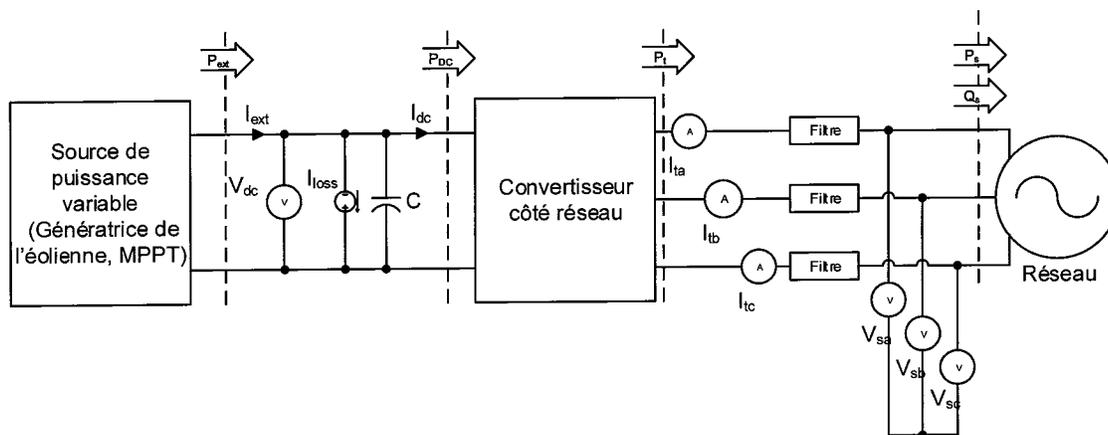


Figure 2.16 : Schéma de partie puissance du système du côté réseau

Cependant  $V_{DC}$  est un signal de puissance externe au convertisseur du côté génératrice, le contrôle a donc lieu sur la puissance  $P_{DC}$  qui est fournie au convertisseur du côté réseau. Le bilan de puissance est comme suit [23] :

$$P_{ext}(t) - P_{loss} - \frac{d}{dt} \left( \frac{C}{2} V_{DC}^2(t) \right) = P_{DC}(t) \quad (2.20)$$

Où  $P_{loss} = V_{DC} \cdot i_{loss}$  et  $P_{DC} = V_{DC} \cdot i_{DC}$ . Le 3<sup>ème</sup> terme de cette équation correspond au taux de transfert d'énergie dans la capacité du bus DC. Si on considère le convertisseur comme composé d'interrupteurs idéaux, la puissance de sortie du bus DC sera égale à la puissance triphasée après le convertisseur du côté réseau, soit :  $P_{DC} = P_t$ . Dans ce cas, on aura :

$$\left(\frac{C}{2}\right) \frac{dV_{DC}^2(t)}{dt} = P_{ext}(t) - P_{loss} - P_t \quad (2.21)$$

En prenant la maille du côté du réseau qui considère le filtre  $RL$ , la dynamique suivante est obtenue, avec les vecteurs d'espace du courant  $\vec{i}_t$ , de la tension après le convertisseur  $\vec{V}_t$  et la tension du réseau  $\vec{V}_s$  :

$$L \frac{d\vec{i}}{dt} = -(R + r_{on}) \vec{i}_t + \vec{V}_t - \vec{V}_s \quad (2.22)$$

Où  $L$  est l'inductance de lissage,  $r_{on}$  est la résistance interne de cette inductance et  $R$  la résistance de ligne. En multipliant les deux côtés de l'équation par un facteur du courant conjugué  $\frac{3}{2} \vec{i}_t^*$  et en ne prenant que la partie réelle, le résultat est :

$$\frac{3L}{2} \operatorname{Re} \left( \frac{d\vec{i}}{dt} \vec{i}_t^* \right) = -\frac{3}{2} (R + r_{on}) \hat{i}_t^2 + \operatorname{Re} \left( \frac{3}{2} \vec{V}_t \cdot \vec{i}_t^* \right) - \operatorname{Re} \left( \frac{3}{2} \vec{V}_s \cdot \vec{i}_t^* \right) \quad (2.23)$$

Ce qui nous donne des puissances pour les deux derniers termes, soit :

$$\frac{3L}{2} \operatorname{Re} \left( \frac{d\vec{i}}{dt} \vec{i}_t^* \right) = -\frac{3}{2} (R + r_{on}) \hat{i}_t^2 + P_t - P_s \quad (2.24)$$

$$P_t = P_s + \frac{3}{2} (R + r_{on}) \hat{i}_t^2 + \frac{3L}{2} \operatorname{Re} \left( \frac{d\vec{i}}{dt} \vec{i}_t^* \right) \quad (2.25)$$

Dans cette équation, le troisième terme de droite est la puissance instantanée absorbée par les inductances des trois phases et le deuxième est la puissance dissipée par la résistance interne des inductances des trois phases. Comparativement aux puissances  $P_t$  et  $P_s$ , cette dernière est très petite et elle peut être négligée dans notre système. Il reste donc un seul terme à déterminer et qui s'écrit comme suit :

$$\frac{3L}{2} \operatorname{Re} \left( \frac{d\vec{i}_t}{dt} \vec{i}_t^* \right) = \frac{3L}{4} \frac{d}{dt} (i_{t\alpha}^2 + i_{t\beta}^2) = \frac{3L}{4} \frac{d\hat{i}_t^2}{dt} \quad (2.26)$$

Sachant que  $P_s + jQ_s = \frac{3}{2} \vec{V}_s \cdot \vec{i}_t^*$  et en multipliant par le conjugué  $P_s^2 + Q_s^2 = \frac{9}{4} \hat{V}_s^2 \cdot \hat{i}_t^2$ ,

on peut alors substituer et trouver les équations suivantes :

$$\frac{3L}{2} \operatorname{Re} \left( \frac{d\vec{i}_t}{dt} \vec{i}_t^* \right) = \left( \frac{L}{3\hat{V}_s^2} \right) \frac{dP_s^2}{dt} + \left( \frac{L}{3\hat{V}_s^2} \right) \frac{dQ_s^2}{dt} \quad (2.27)$$

$$P_t \approx P_s + \left( \frac{2L}{3\hat{V}_s^2} \right) P_s \frac{dP_s}{dt} + \left( \frac{2L}{3\hat{V}_s^2} \right) Q_s \frac{dQ_s}{dt} \quad (2.28)$$

À partir des équations (2.21) et (2.28), on peut déduire le bilan de puissance par rapport à la dynamique du bus DC :

$$\frac{dV_{DC}^2(t)}{dt} = \frac{2}{C} P_{ext}(t) - \frac{2}{C} P_{loss} - \frac{2}{C} \left[ P_s + \left( \frac{2LP_s}{3\hat{V}_s^2} \right) \frac{dP_s}{dt} \right] + \frac{2}{C} \left[ \left( \frac{2LQ_s}{3\hat{V}_s^2} \right) \frac{dQ_s}{dt} \right] \quad (2.29)$$

## 2.6 CHOIX DE MODÉLISATION DU CÔTÉ RÉSEAU ÉLECTRIQUE

### 2.6.1 Réseau infini

Le réseau électrique est un élément important du modèle mathématique du système. En effet, c'est lui qui va interagir avec le convertisseur du côté réseau de façon statique et dynamique. Le modèle le plus simple et le plus fidèle est constitué d'une source de tension triphasée avec une inductance de lissage et une résistance. Les paramètres seront définis par rapport aux valeurs du système expérimental pour pouvoir ainsi comparer les résultats de simulation avec les résultats expérimentaux.

La prise du réseau électrique disponible pour les expérimentations est une prise triphasée 600 V, 60 A. Le modèle choisi est un réseau BT local de 40 MVA avec une tension nominale ligne-ligne de 600 V. Pour modéliser ce réseau, il suffit de prendre le bloc de source de tension triphasée existant dans le module *SimPowerSystems* et d'entrer les paramètres de tension ligne-ligne efficace, la phase de départ en degrés ainsi que la fréquence en Hz.

### 2.6.2 Filtre L pour lissage du courant

Le courant de sortie du convertisseur du côté réseau est haché à la fréquence de modulation, il est donc fortement composé d'harmoniques. Pour lisser ce courant et réduire les harmoniques, il faut ajouter un filtre sur chaque phase en sortie du convertisseur.

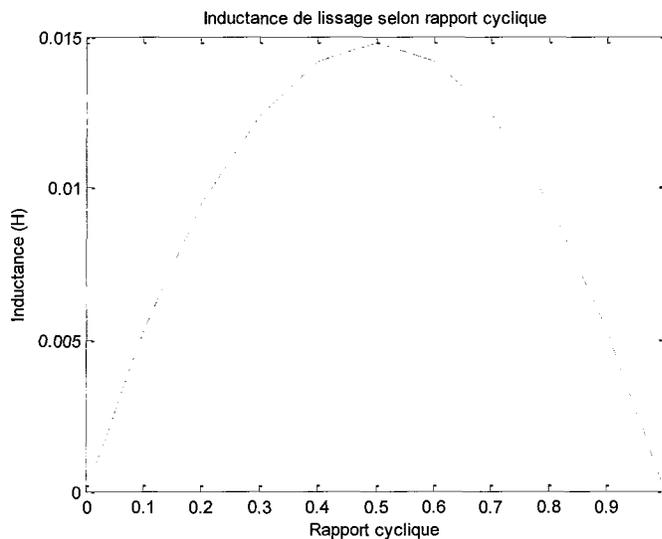
Il peut s'agir tout simplement d'une inductance bien dimensionnée qui va se charger et se décharger à la fréquence de modulation et ainsi transformer le courant haché en courant sinusoïdal. Pour avoir des performances raisonnables, il faut avoir moins de 5% d'ondulations sur le courant. Sachant que l'ondulation du courant peut être calculée avec l'équation suivante [24]:

$$\Delta i_r = \frac{D \times (1-D) \times V_{DC}}{L} T_{mli} \quad (2.30)$$

Où  $L$  est l'inductance de lissage après le convertisseur,  $D$  est le rapport cyclique pour chaque période de modulation  $T_{mli}$ . Nous obtenons facilement une valeur d'inductance selon un pourcentage d'ondulation désiré, par rapport au rapport cyclique :

$$L = \frac{D \cdot (1-D) \cdot V_{DC}}{I_{max} \cdot \%_{ond}} \cdot T_{mli} \quad (2.31)$$

Où  $I_{max}$  correspond au courant nominal maximal traversant l'inductance après le convertisseur et  $\%_{ond}$  correspond à l'ondulation du courant en pourcentage.



**Figure 2.17 : Valeur de l'inductance de lissage pour une ondulation du courant de 2% selon le rapport cyclique du signal de modulation**

On comprend que la valeur minimale d'inductance nécessaire doit être choisie dans le pire cas et donc pour un rapport cyclique de 50%. C'est cette valeur qu'il faut choisir pour s'assurer d'avoir une ondulation maximale de 2%. L'inductance de lissage devrait donc être de 15 mH.

Cependant, dans l'optique de diminuer les coûts et d'avoir de meilleures performances face aux harmoniques, il est possible d'utiliser un filtre LCL au lieu d'un filtre L.

### 2.6.3 Filtre LCL pour améliorer les performances du système

Le fait d'utiliser ce genre de filtre permet d'avoir par phase deux plus petites inductances (moins coûteuses) plutôt qu'une seule plus grosse (cf. figure 2.18). De plus, si le filtre est bien dimensionné, les performances s'en trouvent grandement améliorées [25]. Le but étant d'atténuer l'ondulation du courant en ne changeant pas beaucoup les composants installés sur le système, et de changer les paramètres des contrôleurs sans changer leur structure [26].

En suivant la méthode de conception d'un filtre LCL proposée dans l'article de Teodorescu [27], nous trouvons les valeurs des autres composants.

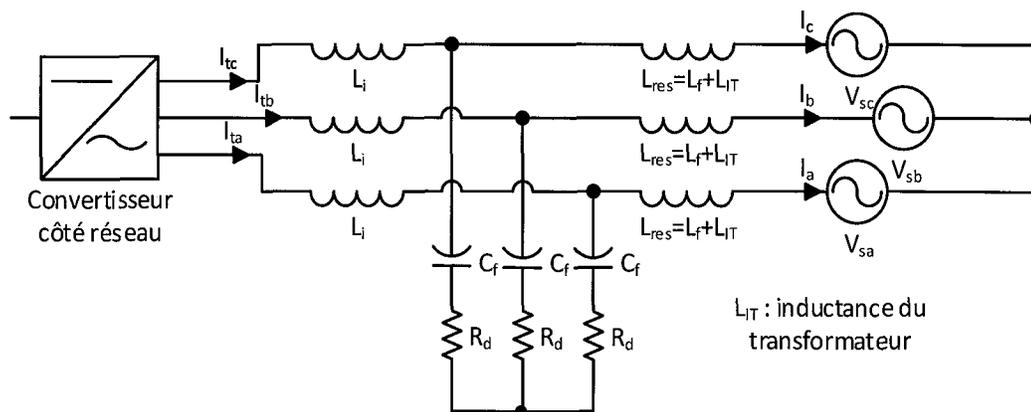


Figure 2.18 : Filtre LCL appliqué en sortie du convertisseur du côté réseau

Tout d'abord, il faut calculer quelques paramètres en sortie de notre système, à savoir :

- L'impédance de base :  $Z_b = V_{sn}^2 / P_n$ , où  $V_{sn}$  est la valeur efficace de la tension ligne-ligne du réseau et  $P_n$  la puissance nominale fournie par le système.
- La capacité de base :  $C_b = 1 / (\omega_n Z_b)$ , où  $\omega_n$  est la pulsation du réseau en rad/s.

La fréquence de résonance du filtre fait référence à  $\omega_{res} = k_f \omega_{mli}$  où  $k_f$  est le facteur qui exprime à quel point cette fréquence est éloignée de la fréquence de modulation. En négligeant les résistances internes des inductances ainsi que la résistance d'atténuation  $R_d$  des condensateurs, il est possible d'approximer le facteur d'atténuation du filtre à la fréquence de modulation :

$$\frac{i_t(h_{mli})}{i(h_{mli})} \approx \frac{Z_{LC}^2}{|\omega_{res}^2 - \omega_{mli}^2|} \quad (2.32)$$

Où  $Z_{LC}^2 = 1 / (L_{res} C_f)$ ,  $\omega_{res}^2 = L_T Z_{LC}^2 / L_i$  avec :  $L_T = L_{res} + L_i = L_f + L_{IT} + L_i$  et  $h_{mli} = \omega_{mli} / \omega_n$ .

Si nous prenons la méthode de conception du filtre pas à pas, cela donne :

1. En reprenant l'équation (2.31), mais avec une ondulation maximale du courant désirée de 10%, la valeur de l'inductance après le convertisseur côté réseau  $L_i$  est calculée.
2. La valeur de la capacité est limitée par la diminution du facteur de puissance à la puissance nominale (généralement moins de 5%). En prenant  $x$  comme pourcentage de la puissance réactive absorbée dans les conditions nominales, on peut assumer que :  $C_f = x C_b$ .
3. En considérant les deux premiers points, l'équation (2.32) devient :

$$\frac{i_t(h_{mli})}{i(h_{mli})} \approx \frac{1}{|1 + r(1 - a.x)|} \quad (2.33)$$

Où  $a = L_i C_b \omega_{pwm}^2$ . Comme nous voulons une ondulation maximale de 2%, la valeur du facteur d'atténuation  $r$  peut être déterminée et ainsi la valeur de l'inductance du côté du réseau car  $L_{res} = r.L_i$ . Nous devons vérifier que l'inductance totale  $L_T$  ne dépasse pas 10% voire 5%, pour les applications de petite puissance, par rapport à l'impédance de base [27]. Si cette condition n'est pas respectée, il faut choisir une autre valeur de  $x$  ou augmenter le facteur d'atténuation.

4. Une autre condition qui doit être remplie concerne la fréquence de résonance du filtre obtenue. En effet, elle doit se situer entre 10 fois la fréquence du réseau pour être atténuée suffisamment et la moitié de la fréquence de modulation selon le théorème de Shannon :

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_T}{L_i L_{res} C_f}} \quad (2.34)$$

5. À la fréquence de résonance, l'impédance du condensateur est :  $Z_C(\omega_{res}) = 1/(\omega_{res} C_f)$  et la valeur de la résistance d'atténuation est choisie pour être un tiers de cette impédance. Le bon fonctionnement du filtre est ensuite testé pour les conditions nominales.
6. La dernière étape consiste à vérifier les performances du système pour d'autres charges (de puissances différentes) et d'autres fréquences de modulation (généralement plus élevées).

Les paramètres calculés selon la démarche présentée sont énumérés dans le tableau 2.4 suivant :

**Tableau 2.4 : Paramètres du filtre LCL entre le convertisseur et le réseau**

Paramètre	Valeur
Impédance de base, $Z_b$	7,73 ( $\Omega$ )
Capacité de base, $C_b$	306,5 ( $\mu\text{F}$ )
Inductance du côté convertisseur, $L_i$	4 (mH)
Pourcentage de la puissance réactive absorbée, $x$	1,5 (%)
Capacité maximale du filtre, $C_f$	4,7 ( $\mu\text{F}$ )
Facteur d'atténuation, $r$	4
Inductance du côté réseau, $L_{res}$	1 (mH)

## 2.7 CONCLUSION

La chaîne de conversion éolienne qui part du vent disponible jusqu'au transfert de l'énergie produite au réseau électrique, a été étudiée et modélisée. Les interconnexions entre les différents modèles aérodynamiques, mécaniques et électriques ont été expliquées et le système final est maintenant prêt à être contrôlé. Chaque variable du système est disponible grâce à différents capteurs de tension et de courant ainsi qu'un capteur de vitesse sur l'arbre de la génératrice. Il ne reste donc plus qu'à étudier et choisir les stratégies de contrôle à appliquer sur les deux convertisseurs à base de transistors.

## **CHAPITRE 3**

### **STRATÉGIES DE CONTRÔLE DU SYSTÈME**

#### **3.1 INTRODUCTION**

La chaîne de conversion d'énergie éolienne complète a été modélisée dans le chapitre 2, donc le contrôle de tout le système peut maintenant être ajouté. Comme mentionné précédemment, il y a le contrôle du côté générateur et le contrôle du côté réseau. Le premier contrôle à étudier est celui de la génératrice asynchrone car si on considère le vent comme l'entrée du système, c'est lui qui interagit en premier après qu'il soit transformé en énergie mécanique. Le deuxième contrôle dont il est question est celui qui permet de synchroniser l'énergie produite avec le réseau électrique tout en participant aux services systèmes.

Comme il a été mentionné précédemment, les éoliennes produisent une puissance très variable, ce qui peut avoir un impact négatif sur la stabilité du réseau. Il est donc important de contrôler adéquatement le transfert d'énergie vers le réseau tout en maximisant la puissance disponible dans le vent. Le système étant articulé autour d'un bus AC-DC-AC, il est possible de contrôler plusieurs variables en même temps et d'effectuer une commande dite en cascade du système où il y a une boucle de contrôle interne et une boucle de contrôle externe. Dans ce cas, c'est la sortie de la boucle externe qui devient la consigne pour la boucle interne.

## 3.2 STRATÉGIE DE CONTRÔLE DU CÔTÉ GÉNÉRATRICE

### 3.2.1 Méthode d'extraction du maximum de puissance (MPPT)

L'algorithme de contrôle selon la méthode MPPT permet de rechercher les maximums de puissance électrique générée pour chaque vitesse de vent. La vitesse d'opération de la génératrice asynchrone est ainsi ajustée afin de produire un maximum de puissance en tout temps. Pour atteindre ce but, il faut estimer la position et la direction du point d'opération courant sur la courbe de puissance en fonction de la vitesse. À la figure 3.1, il est observé dans l'exemple que la puissance maximale, que la turbine peut produire pour chaque vitesse de vent, correspond à la vitesse optimale. Cette vitesse optimale est atteinte lorsque  $C_p$  est maximal [28].

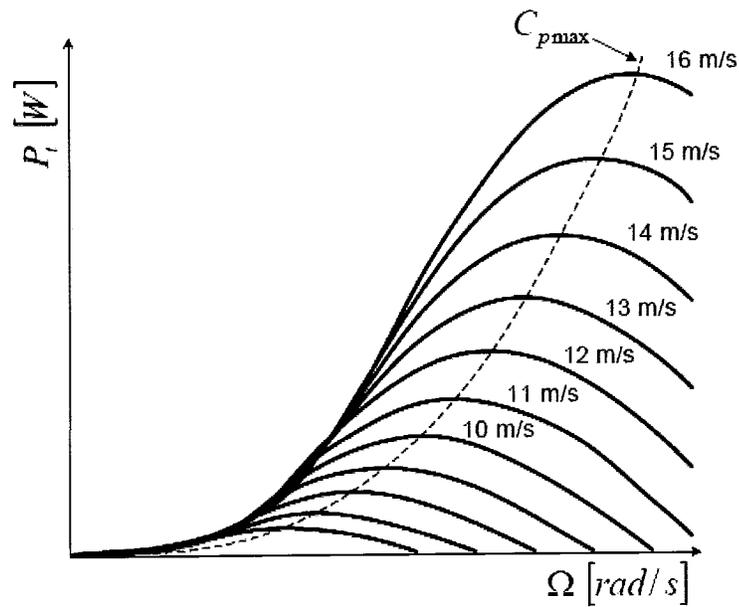


Figure 3.1 : Exemple de puissance générée par la turbine en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent

Selon l'équation (2.9), la courbe de  $C_p$  peut être tracer en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$ . Cette courbe est présentée à la figure 3.2 pour une turbine considérée.

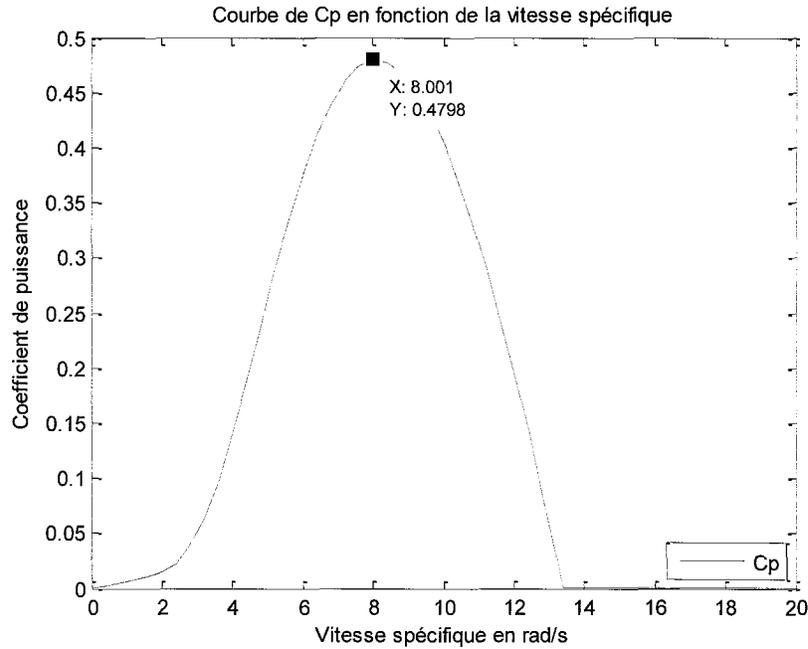


Figure 3.2 : Courbe de  $C_p$  en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$

Le coefficient de puissance  $C_p$  est maximal, soit environ 48%, pour une vitesse spécifique d'environ 8 rad/s. Le but de la stratégie MPPT est de garder ce coefficient de puissance à sa valeur maximale en imposant une vitesse de rotation optimale pour la génératrice asynchrone lorsque la vitesse du vent varie. Pour calculer cette vitesse, il faut modifier l'équation (2.8) en utilisant la vitesse spécifique optimale :

$$\Omega_{h\_opt} = \frac{v_s \cdot \lambda_{opt} \cdot i}{R} \quad (3.1)$$

Quand la vitesse du vent ne dépasse pas la valeur minimale  $v_{min}$  qui permet de vaincre le frottement mécanique présent dans le système, la vitesse de rotation est nulle. Quant la vitesse de vent est comprise entre  $v_{min}$  et une certaine valeur  $v_{\Omega_{max}}$ , la stratégie de contrôle

MPPT est appliquée. Cependant, quand la vitesse du vent dépasse  $v_{\Omega max}$ , la vitesse de la génératrice est maintenue à son maximum. Dans ce cas, le couple va continuer à augmenter en augmentant la puissance la turbine éolienne jusqu'à sa valeur maximale. La vitesse de rotation maximale de la génératrice est déterminée à partir de la vitesse en bout de pale qui ne doit pas dépasser 75 m/s [16], ce qui correspond à une vitesse de rotation de  $75.i/R$ . Ceci se traduit comme suit :

$$\Omega_{h\_opt} = \begin{cases} v_s \cdot \lambda_{opt} \cdot i / R & v_{min} \leq v_s \leq v_{\Omega max} & :zone I \\ \Omega_{h\_max} & v_s > v_{\Omega max} & :zone II \end{cases} \quad (3.2)$$

La vitesse de rotation optimale  $\Omega_{h\_opt}$  est la vitesse de référence à imposer pour générer le maximum de puissance pour toute vitesse de vent. Notons qu'il existe une troisième zone où on limite la puissance générée par la turbine éolienne à sa valeur nominale pour des vitesses du vent très élevées ( $v_s > v_{nom}$ ). Dans notre contrôle, nous considérons seulement la première et la deuxième zone (cf. équation (3.2)).

### 3.2.2 Commande vectorielle de la machine

Le modèle mathématique vu à la section 2.4.2 nous sert ici pour concevoir un contrôle selon la dynamique interne de la machine asynchrone. En effet, il est important de bien comprendre le fonctionnement interne d'une machine asynchrone afin de développer une commande adéquate [29].

La commande choisie au niveau de la génératrice asynchrone est la commande vectorielle à orientation de flux rotorique. Le nom vient du fait qu'on réalise un contrôle vectoriel de la machine en synchronisant l'axe  $d$  du repère de Park ( $d, q$ ) avec le flux rotorique de la machine [30]. Dans ce repère, cela correspond à avoir la composante du flux rotorique dans l'axe  $q$  égale à 0; donc, la valeur du flux devient uniquement dépendante de la composante dans l'axe  $d$ . Le fait de prendre une commande dite vectorielle est

intéressant car cela permet d'annuler l'effet que chaque variable a sur l'autre et ainsi de pouvoir contrôler indépendamment le flux et le couple électromagnétique. En d'autres termes, cette commande permet de découpler le flux et le couple de la machine asynchrone.

Si la vitesse de la génératrice asynchrone est bien sélectionnée selon la stratégie MPPT et que la régulation grâce au contrôle vectoriel est en place et fonctionnelle, cela permet d'avoir en sortie la puissance maximale que peut fournir l'éolienne pour chaque vitesse de vent à chaque instant.

La conception de la machine asynchrone à cage d'écureuil fait que seuls les tensions et les courants au stator sont accessibles et manipulables. La méthode pour réussir à les asservir est de contrôler les courants dans le repère  $(d, q)$  de Park : le courant dans l'axe  $q$  est lié au couple, et le courant dans l'axe  $d$  est, quant à lui, lié au flux. En termes de modélisation, il s'agit d'effectuer une rétroaction sur chacun des courants, une fois passé dans le repère de Park, et d'ajouter un contrôleur Proportionnel-Intégral (PI) pour chaque boucle.

Le contrôle en question est donc muni de deux boucles de rétroaction pour les courants dans les axes  $d$  et  $q$ , ainsi qu'une boucle supplémentaire sur la vitesse, en cascade avec celle du courant dans l'axe  $q$  (cf. figure 3.3). En effet, à partir du modèle aérodynamique, le couple appliqué sur la génératrice asynchrone est imposé et c'est la vitesse mécanique du rotor de cette dernière qui est contrôlée en utilisant une technique de MPPT afin de tirer le maximum de puissance selon la vitesse du vent.

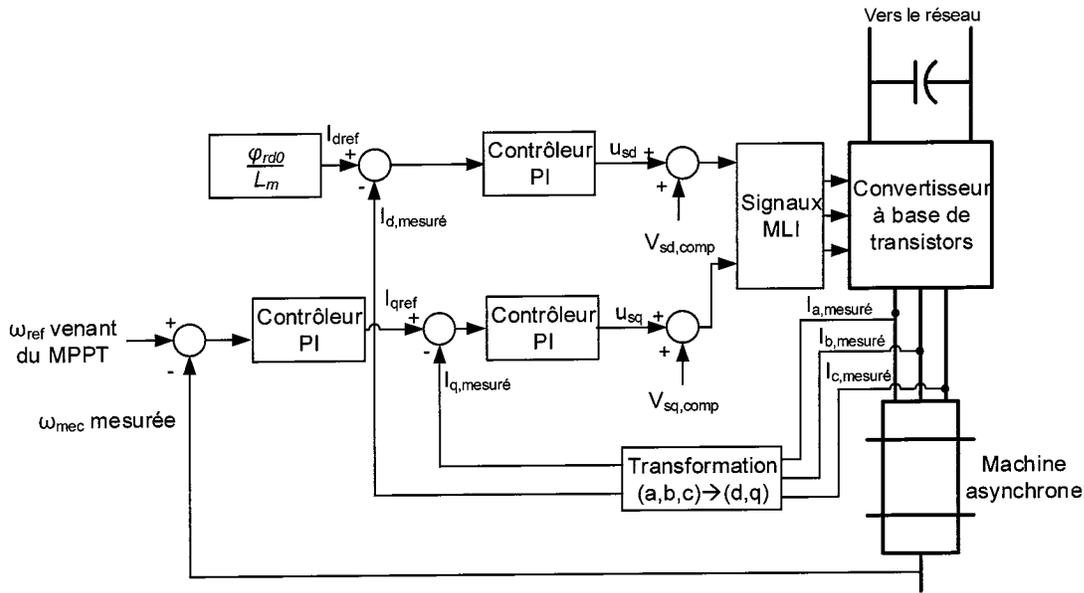


Figure 3.3 : Schéma-bloc de la commande vectorielle côté génératrice

Dans le but d'effectuer le contrôle du système, certaines variables doivent être estimées car leurs mesures ne sont pas disponibles physiquement. Ces dernières se comptent au nombre de trois : le flux rotorique dans l'axe  $d$ , l'angle électrique instantané au stator  $\theta_d$ , et la fréquence de rotation électrique du stator  $\omega_d$ . Les équations utilisées sont les suivantes :

$$\varphi_{rd} = \frac{1}{\tau_r s + 1} i_{sd} \quad (3.3)$$

$$\omega_d = \omega_{mec} \frac{p}{2} + \frac{L_m \dot{i}_{sq}}{\varphi_{rd} \cdot \tau_r} \quad (3.4)$$

$$\theta_d = \int \omega_d \quad (3.5)$$

Où  $\tau_r = L_r / R_r$  avec  $L_r$  et  $R_r$  respectivement l'inductance et la résistance du rotor de la machine asynchrone. Afin de pouvoir dimensionner correctement les paramètres des contrôleurs, une identification de chaque fonction de transfert doit être effectuée. Pour la boucle de vitesse, d'après les équations mathématiques et le comportement en régime

permanent dans une commande vectorielle  $i_{rd} = 0$  donc  $\varphi_{rd} = L_m i_{sd}$ . Si on remplace cette dernière équation dans l'équation du couple (2.18) qui fait intervenir les courants et les flux, on aura :

$$T_{em} = \underbrace{\left(\frac{3}{2}\right)\left(\frac{p}{2}\right)\frac{L_m^2}{L_r}}_k i_{sd} \cdot i_{sq} = k \cdot i_{sq} \quad (3.6)$$

Si on s'intéresse à la fonction de transfert du procédé dans le domaine de Laplace entre la vitesse mécanique et le courant sur l'axe  $q$ , et en prenant l'équation (2.19) avec le couple  $T_g$  nul, cela donne :

$$\omega_{mec}(s) = \frac{T_{em}}{s \cdot J_{eq}} = \frac{k \cdot i_{sq}(s)}{s \cdot J_{eq}} \quad (3.7)$$

$$G_{BOv}(s) = \frac{\omega_{mec}(s)}{i_{sq}(s)} \cdot G_{cv}(s) = \frac{k}{s \cdot J_{eq}} \cdot \frac{k_c \cdot s + k_i}{s} \quad (3.8)$$

Avec  $G_{cv}$  la fonction de transfert du contrôleur de la boucle de vitesse, dont  $k_c$  et  $k_i$  sont le gain proportionnel et intégral. On a donc un procédé intégrateur avec la fonction de transfert de la vitesse en boucle ouverte  $G_{BOv}$ . D'après la méthode des contours, si on choisit une fréquence de coupure  $\omega_c$  de 100 rad/s et une marge de phase  $\phi_m$  de  $70^\circ$ . Ces choix sont faits dans un compromis entre les performances et la robustesse de la commande. Les calculs des gains proportionnel et intégral du contrôleur PI de la vitesse qui en découlent sont [20] :

$$\phi_m = \angle G_{BOv}(j\omega_c) + \pi \quad (3.9)$$

D'où en développant, on peut déduire le rapport suivant :

$$\frac{k_c \cdot \omega_c}{k_i} = \tan(\phi_m) \quad (3.10)$$

Donc il est aisé d'obtenir le gain intégral sachant que le gain de la boucle ouverte à la fréquence de coupure est unitaire :

$$|G_{BOv}(j\omega_c)| = \frac{k \cdot k_i \sqrt{1 + \left(\frac{k_c \cdot \omega_c}{k_i}\right)^2}}{\omega_c^2 \cdot J_{eq}} = 1 \quad (3.11)$$

En remplaçant le rapport (3.10) dans l'équation du gain en boucle ouverte (3.11), on obtient le gain intégral du contrôleur sur la boucle de vitesse :

$$k_i = \frac{\omega_c^2 \cdot J_{eq}}{k \sqrt{1 + \tan(\phi_m)^2}} \quad (3.12)$$

Il suffit maintenant de reprendre l'équation (3.10) en remplaçant  $k_i$  pour obtenir le gain proportionnel du contrôleur :

$$k_c = \frac{k_i \tan(\phi_m)}{\omega_c} \quad (3.13)$$

D'après le modèle mathématique de la machine et en faisant intervenir le terme  $\sigma = 1 - L_m^2 / L_s L_r$ , qui représente le facteur de dispersion, les équations suivantes pour les tensions sont obtenues [20] :

$$v_{sd} = \underbrace{R_s i_{sd} + \sigma L_s \frac{di_{sd}}{dt}}_{u_{sd}} + \underbrace{\frac{L_m}{L_r} \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_d \sigma L_s i_{sq}}_{v_{sd,comp}} \quad (3.14)$$

$$v_{sq} = \underbrace{R_s i_{sq} + \sigma L_s \frac{di_{sq}}{dt}}_{u_{sq}} + \underbrace{\omega_d \frac{L_m}{L_r} \varphi_{rd} + \omega_d \sigma L_s i_{sd}}_{v_{sq,comp}} \quad (3.15)$$

Chacune de ces tensions peut donc être décomposée en une tension résultante du courant sur l'axe correspondant et une perturbation qui a besoin d'être compensée. Donc, après compensation, les fonctions de transfert des courants qu'on obtient sont :

$$i_{sq}(s) = \frac{1/R_s}{1 + \left(\frac{\sigma L_s}{R_s}\right)s} u_{sq}(s) \quad (3.16)$$

$$i_{sd}(s) = \frac{1/R_s}{1 + \left(\frac{\sigma L_s}{R_s}\right)s} u_{sd}(s) \quad (3.17)$$

On remarque ici qu'on a un procédé du 1<sup>er</sup> ordre. D'après la méthode des contours, on choisit une marge de phase  $\phi_{mi}$  toujours de  $70^\circ$  et une fréquence de coupure  $\omega_{ci}$  10 fois supérieure à celle de la boucle de vitesse. On a donc les calculs suivants pour les gains des contrôleurs PI des courants. À partir de l'équation (3.17) et celle du calcul de la marge de phase et du gain unitaire à la fréquence de coupure  $\omega_{ci}$ , on a :

$$\phi_{mi} = \angle G_{BOi}(j\omega_{ci}) + \pi = \angle \frac{i_s(j\omega_{ci})}{u_s(j\omega_{ci})} \cdot G_{ci}(j\omega_{ci}) + \pi \quad (3.18)$$

Avec  $G_{BOi}$  qui est la fonction de transfert en boucle ouverte des boucles de courant. De l'équation (3.18) on déduit la relation suivante :

$$\frac{k_{ci} \cdot \omega_{ci}}{k_{ii}} = \tan \left( \phi_{mi} - \frac{\pi}{2} + \arctan \left( \frac{\sigma L_s}{R_s} \omega_{ci} \right) \right) \quad (3.19)$$

Comme on souhaite avoir un gain unitaire en boucle ouverte à la fréquence de coupure soit :

$$\left| i_s(j\omega_{ci}) \cdot G_{ci}(j\omega_{ci}) \right| = \frac{\frac{k_{ii}}{R_s} \sqrt{1 + \left( \frac{k_{ci} \cdot \omega_{ci}}{k_{ii}} \right)^2}}{\omega_{ci} \sqrt{1 + \left( \frac{\sigma L_s \omega_{ci}}{R_s} \right)^2}} = 1 \quad (3.20)$$

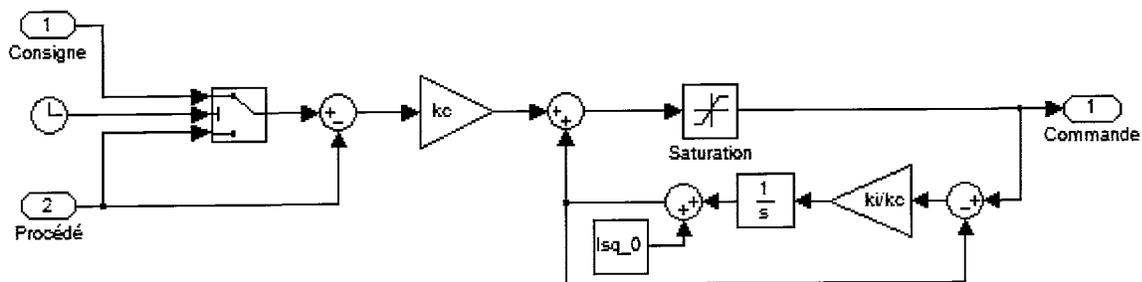
On peut déterminer le gain intégral  $k_{ii}$  en utilisant le rapport (3.19) et l'équation (3.20), ce qui donne :

$$k_{ii} = \frac{\omega_{ci} \sqrt{R_s^2 + (\omega_{ci} L_s \sigma)^2}}{\sqrt{1 + \tan \left( \phi_{mi} - \frac{\pi}{2} + \arctan \left( \frac{\omega_{ci} L_s \sigma}{R_s} \right) \right)^2}} \quad (3.21)$$

En reprenant l'équation (3.19) avec la valeur calculée de  $k_{ii}$ , on obtient aussi :

$$k_{ci} = \frac{k_{ii} \cdot \tan \left( \phi_{mi} - \frac{\pi}{2} + \arctan \left( \frac{\omega_{ci} L_s \sigma}{R_s} \right) \right)}{\omega_{ci}} \quad (3.22)$$

Notons qu'une structure de reprise sans remise à zéro (« antireset ») et sans à-coups (« bumpless ») a été implantée dans les correcteurs PI afin de limiter la commande en ajoutant des saturations et afin d'éviter de trop gros dépassements au début de la simulation. Le schéma du contrôleur obtenu est montré à la figure 3.4.



**Figure 3.4 : Schéma d'un contrôleur PI modifié avec reprise sans remise à zéro (« antireset ») et sans à-coups (« bumpless ») [31]**

Les simulations du contrôle de la génératrice sont présentées dans la section 1 du Chapitre 4 afin de vérifier si les performances correspondent aux attentes.

### 3.3 SYNCHRONISATION DU SYSTÈME DE CONVERSION ÉOLIENNE AU RÉSEAU

Du côté du réseau, avant d'étudier les contrôles existants, il est primordial de synchroniser la chaîne de conversion d'énergie éolienne aux tensions du réseau. C'est-à-dire qu'il faut connaître à tout moment la phase instantanée, et donc la fréquence, ainsi que l'amplitude de la tension des trois phases du réseau.

En effet, pour effectuer ce synchronisme, il est important d'estimer la phase instantanée  $\theta_g$ . Une boucle à verrouillage de phase (PLL pour « Phase Locked Loop ») est donc utilisée pour se synchroniser sur les tensions du réseau  $V_{sa}$ ,  $V_{sb}$  et  $V_{sc}$  (cf. figure 3.5).

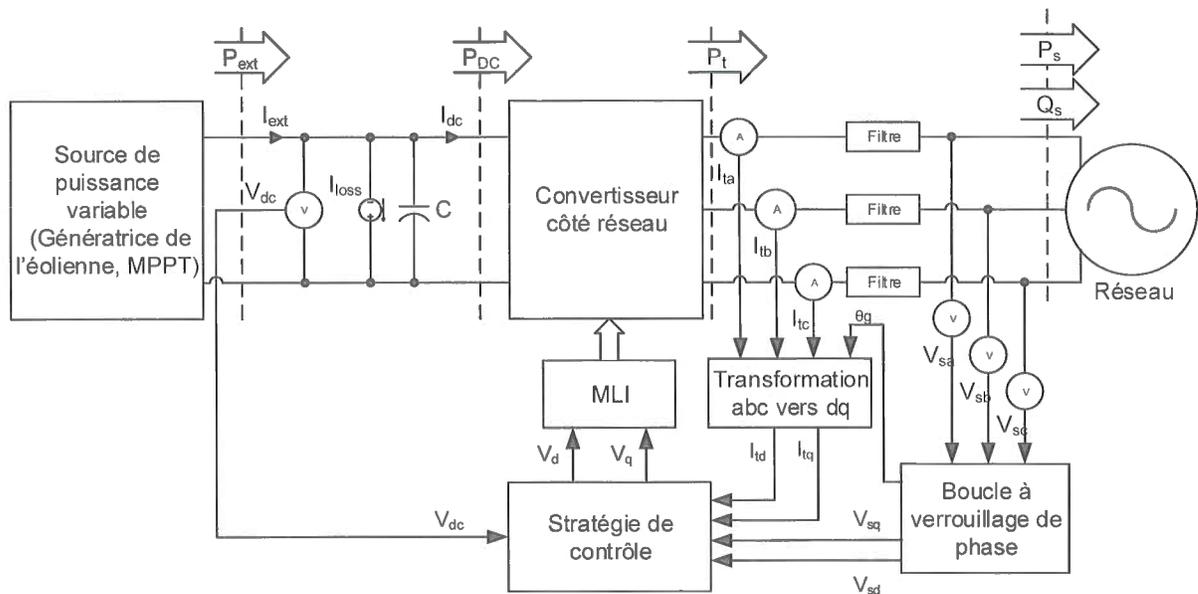
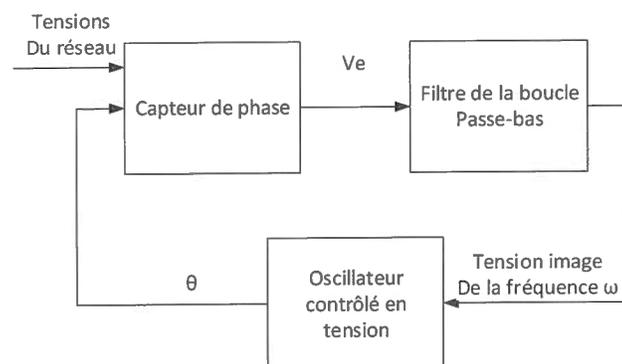


Figure 3.5 : Schéma général du système intégrant une boucle à verrouillage de phase (PLL)

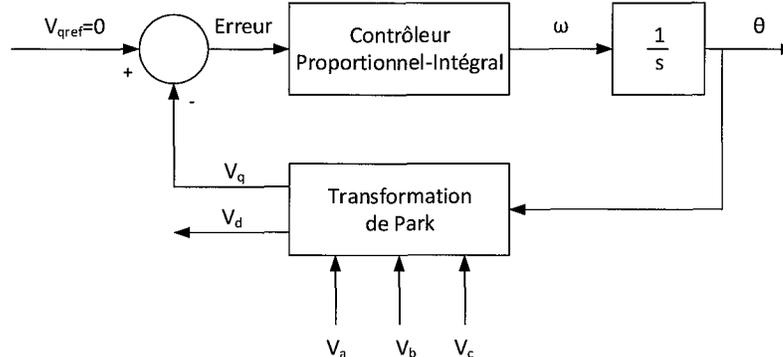
Il existe des principes simples de boucle PLL comme les principes « Zero Crossing Method » ou « Filtering Grid Voltages », mais ces derniers montrent de faibles performances quand il y a des variations d'amplitude de la tension ou de fréquence sur le réseau ou un déséquilibre sur le réseau [32].

Les modèles plus avancés utilisent tous le même principe (cf. Figure 3.6) [33, 34]. Les tensions de lignes du réseau sont captées, passent à travers un système pour atténuer ou enlever l'effet d'un déséquilibre sur le réseau pour donner des tensions réseau image d'un système équilibré, et sont asservies par la suite. À la sortie du filtre, un oscillateur contrôlé en tension est alimenté pour créer une phase synchronisée au réseau variant entre 0 et  $2\pi$ .



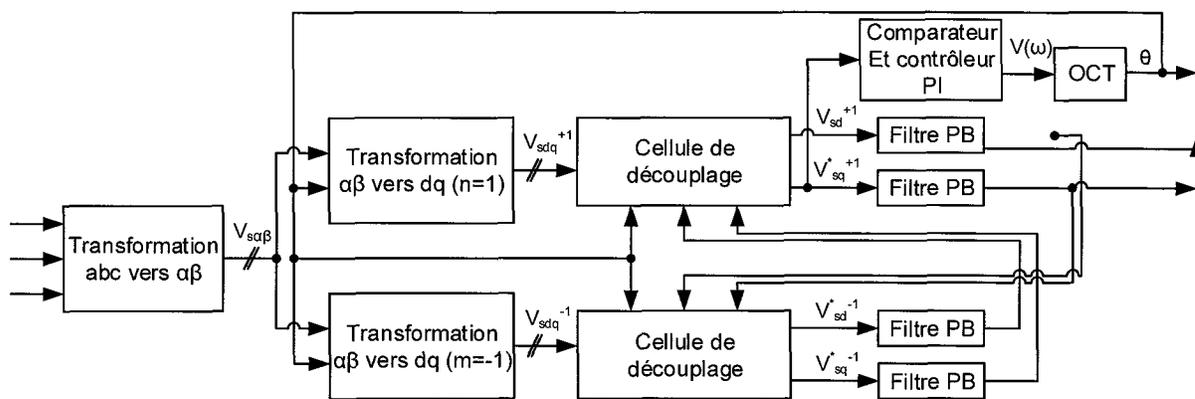
**Figure 3.6 : Schéma général d'une boucle simple à verrouillage de phase**

Le principe de PLL le plus utilisé est la méthode SRF-PLL « Synchronous Reference Frame PLL » [34]. Le but est de transformer les tensions du réseau dans le repère  $dq$  afin de synchroniser la phase de ce repère avec le champ tournant du réseau électrique. Ce principe est illustré à la figure 3.7 où l'on voit que la tension  $V_q$  est régulée à 0 afin d'avoir les deux repères synchronisés et toute l'amplitude qui se retrouve sur la tension  $V_d$ .



**Figure 3.7 : Principe de la méthode SRF-PLL de boucle à verrouillage de phase**

Cependant, cette technique peut être améliorée pour mieux répondre aux perturbations surtout dans le cas d'un réseau déséquilibré. Pour cela, on peut utiliser la méthode DSRF-PLL « Double Synchronous Reference Frame PLL » [35]. Le principe de cette méthode est décrit dans la figure 3.8. Celle-ci prend en compte la séquence positive ( $n=1$ ) et la séquence négative ( $m=-1$ ) des tensions du réseau afin d'annuler l'effet de l'une sur l'autre à l'aide d'un découplage. Cela permet de diminuer grandement les perturbations dans le calcul de la phase par la suite.



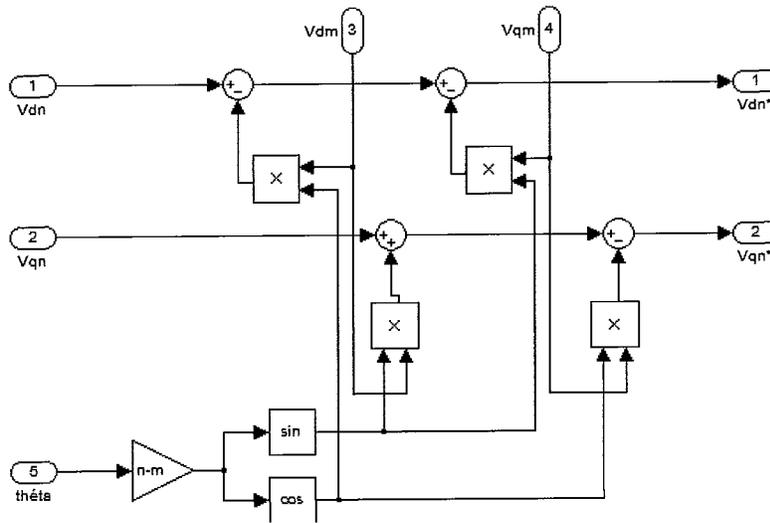
**Figure 3.8 : Principe de la méthode DSRF-PLL de boucle à verrouillage de phase**

La transformation utilisée vers le repère de Park au niveau de la PLL est effectuée deux fois : une pour la séquence positive ( $n=1$ ) et une pour la séquence négative ( $m=-1$ ). Ces deux transformations sont comme suit [35] :

$$V_{(dq)}^n(t) = V^n(t) \begin{bmatrix} \cos(\phi^n) \\ \sin(\phi^n) \end{bmatrix} + V^m(t) \cos(\phi^m) \begin{bmatrix} \cos((n-m)\omega t) \\ -\sin((n-m)\omega t) \end{bmatrix} + V^m(t) \sin(\phi^m) \begin{bmatrix} \sin((n-m)\omega t) \\ \cos((n-m)\omega t) \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$V_{(dq)}^m(t) = V^m(t) \begin{bmatrix} \cos(\phi^m) \\ \sin(\phi^m) \end{bmatrix} + V^n(t) \cos(\phi^n) \begin{bmatrix} \cos((n-m)\omega t) \\ \sin((n-m)\omega t) \end{bmatrix} + V^n(t) \sin(\phi^n) \begin{bmatrix} -\sin((n-m)\omega t) \\ \cos((n-m)\omega t) \end{bmatrix}$$

Les cellules de découplages utilisées dans la PLL sont intégrées pour les deux séquences pour annuler l'effet de l'une sur l'autre en soustrayant la séquence négative estimée pour qu'il ne reste que la séquence positive (cf. figure 3.9).

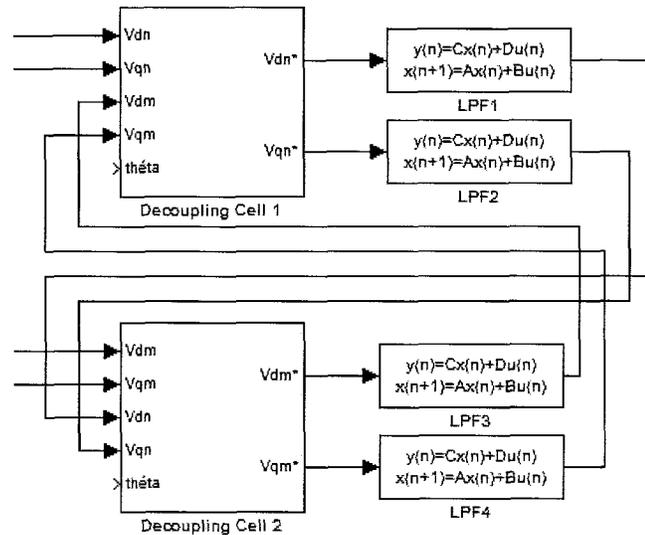


**Figure 3.9 : Schéma du modèle MATLAB/Simulink de la cellule de découplage**

Chaque sortie des cellules de découplage est reliée à un filtre passe-bas discret avant de revenir dans la cellule opposée pour le découplage. Le filtre passe-bas utilisé est régi par les équations d'état suivantes [33]:

$$\begin{aligned}
 y[n] &= x[n] + \frac{T_s \omega_f}{2 + T_s \omega_f} u[n] \\
 x[n+1] &= \frac{2 - T_s \omega_f}{2 + T_s \omega_f} y[n] + \frac{T_s \omega_f}{2 + T_s \omega_f} u[n]
 \end{aligned}
 \tag{3.24}$$

Les variables  $u$ ,  $x$ , et  $y$  sont respectivement l'entrée, un état et la sortie du filtre. Le paramètre  $T_s$  représente la période d'échantillonnage et le paramètre  $\omega_f$  est la fréquence de coupure du filtre passe-bas. Le schéma du réseau de découplage avec les filtres implantés dans le logiciel *MATLAB/Simulink* est donné dans la figure 3.10.

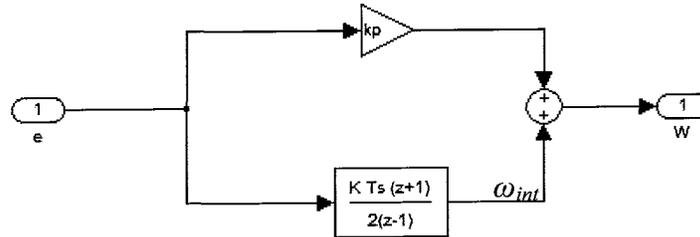


**Figure 3.10 : Schéma du modèle *MATLAB/Simulink* du réseau de découplage**

Maintenant que le réseau de découplage est créé, il suffit d'ajouter un comparateur et un contrôleur sur la variable  $V_q$  pour l'égaliser à 0. Le contrôleur PI est en mode discret et un intégrateur trapézoïdal, pour diminuer l'erreur d'approximation, est utilisé comme le montre l'équation suivante [33]:

$$\omega_{int}[n] = \omega_{int}[n-1] + \frac{k_{iPLL} T_s}{2} (e[n] + e[n-1])
 \tag{3.25}$$

Le schéma du contrôleur PI implanté dans le logiciel *MATLAB/Simulink* est présenté à la figure 3.11.



**Figure 3.11 : Schéma *MATLAB/Simulink* du contrôleur sur la tension  $V_q$**

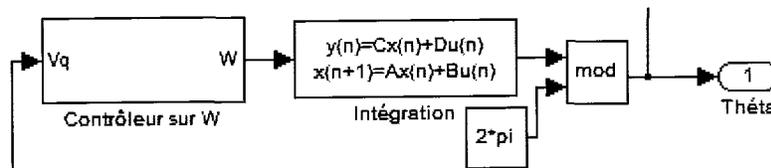
Les paramètres du contrôleur sur la tension  $V_q$  sont les suivants :

$$k_{iPLL} = 246,7; \quad k_{cPLL} = 2,22; \quad \omega_f = \frac{2\pi \cdot f_s}{2}$$

Comme la sortie du contrôleur est la fréquence du réseau, il faut l'intégrer pour obtenir la phase. L'intégrateur utilisé est du même type que pour les filtres passe-bas et est régi par les équations d'état suivantes :

$$\begin{aligned} \theta[n] &= x[n] + \frac{T_s}{2} \omega[n] \\ x[n+1] &= \theta[n] + \frac{T_s}{2} \omega[n] \end{aligned} \quad (3.26)$$

Un modulo  $2\pi$  est ajouté à la sortie de l'oscillateur VCO, qui est l'intégrateur de l'équation (3.26), pour avoir une phase qui varie entre 0 et  $2\pi$ . Ainsi, la boucle DSRF-PLL est réalisée (cf. figure 3.12) et prête à être testée.



**Figure 3.12 : Schéma du modèle *MATLAB/Simulink* de l'oscillateur contrôlé en tension (VCO) en mode discret**

Pour faire des essais concluants pour la validation du fonctionnement de la boucle DSRF-PLL, il faut posséder un modèle de réseau déséquilibré paramétrable.

### 3.3.1 Réseau déséquilibré

Pour tester la boucle DSRF-PLL développée avec un réseau déséquilibré, il faut tout d'abord faire un petit rappel sur les composantes symétriques. En effet, ce type de représentation est une transformation d'un repère triphasé  $(a, b, c)$  vers un repère triphasé  $(d, i, o)$  (direct, inverse, homopolaire), selon l'équation suivante :

$$V_{s,dio} = \begin{bmatrix} V_d \\ V_i \\ V_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

Pour simuler les différents types de déséquilibre, on prend comme référence un réseau équilibré de base défini par :

$$\begin{cases} V_d = V^+ = 100 \text{ V} \underline{0^\circ} \\ V_i = V^- = 0 \text{ V} \underline{0^\circ} \\ V_o = V^0 = 0 \text{ V} \underline{0^\circ} \end{cases} \quad (3.28)$$

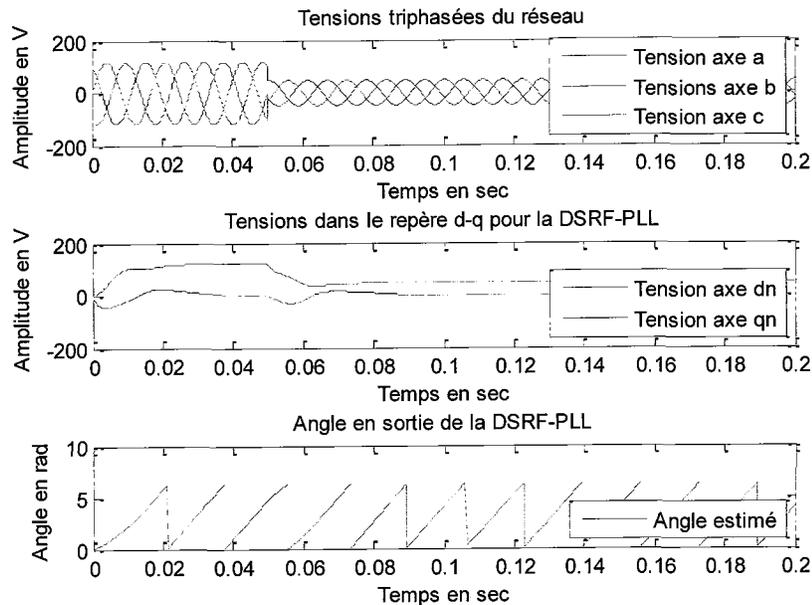
On produit artificiellement les réseaux déséquilibrés pour les types A, B, C et D selon les valeurs de déséquilibre indiquées au tableau 3.1. Ces défauts sont expliqués à la section suivante et seront utilisés pour valider le fonctionnement de la PLL.

**Tableau 3.1 : Différents déséquilibres sur le réseau selon les composantes symétriques (toutes les tensions sont en Volts) [33]**

Défaut A	Défaut B	Défaut C	Défaut D
$V^+ = 40 \underline{-40^\circ}$	$V^+ = 73,3 \underline{-10^\circ}$	$V^+ = 67,37 \underline{-5,7^\circ}$	$V^+ = 67,37 \underline{-5,7^\circ}$
$V^- = 0 \underline{0^\circ}$	$V^- = 26,6 \underline{170^\circ}$	$V^- = 27,81 \underline{2,2^\circ}$	$V^- = 27,81 \underline{-177,8^\circ}$
$V^0 = 0 \underline{0^\circ}$	$V^0 = 26,6 \underline{170^\circ}$	$V^0 = 0 \underline{0^\circ}$	$V^0 = 0 \underline{0^\circ}$

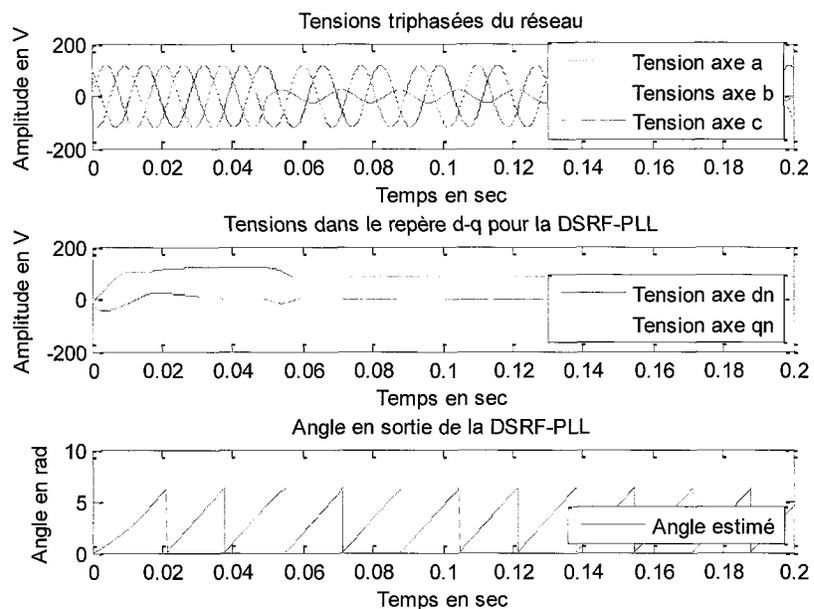
### 3.3.2 Résultats de simulation pour la validation de la PLL

Pour un déséquilibre de type A, qui correspond à une baisse de tension sur les trois phases avec un déphasage de  $40^\circ$ , la réponse de la méthode DSRF-PLL est très bonne et rapide : environ trois périodes du réseau sont nécessaires pour stabiliser à la nouvelle valeur de la tension nominale du réseau (cf. figure 3.13). La phase est très bien estimée, mais il y a une petite perturbation qui dure trois périodes du réseau. Cependant cette dernière n'aura pas d'impact significatif sur le contrôle du système car elle est vraiment minime, comme vu sur la figure 3.13.



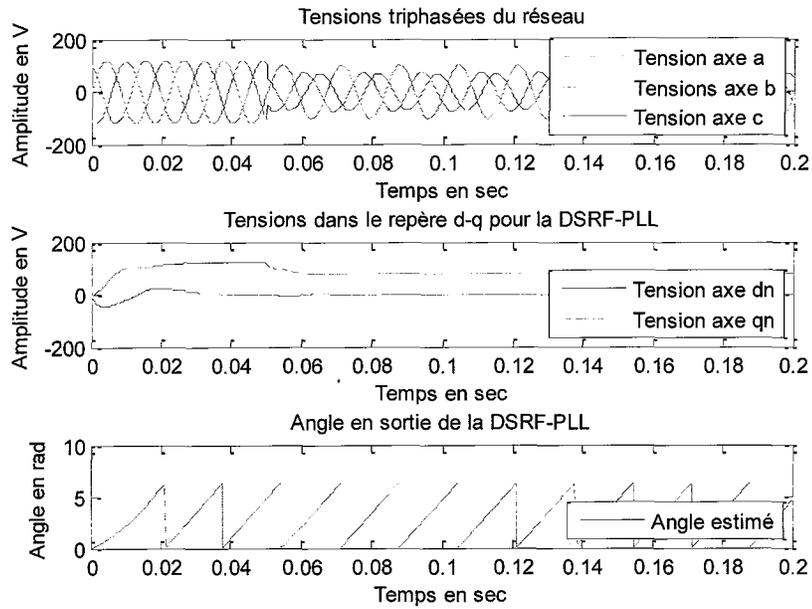
**Figure 3.13 : Réponse de la méthode DSRF-PLL à un déséquilibre de type A**

Pour un déséquilibre de type B, qui correspond à une baisse de tension sur une seule phase, la réponse de la DSRF-PLL est toujours très bonne avec un temps de stabilisation de seulement une période du réseau tel indiqué à la figure 3.14. L'impact sur le calcul de la phase est négligeable.



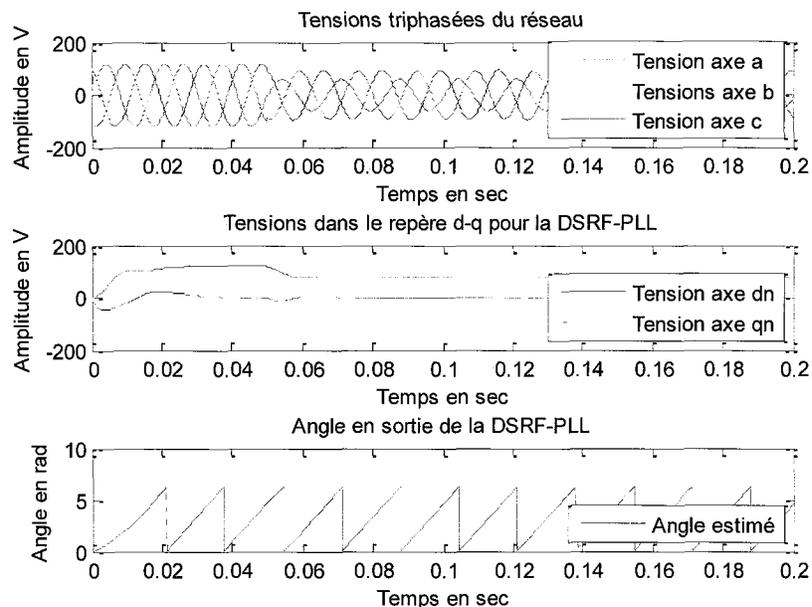
**Figure 3.14 : Réponse de la méthode DSRF-PLL à un déséquilibre de type B**

Pour un déséquilibre de type C, qui correspond à un déphasage d'une phase avec un impact sur l'amplitude sur deux phases, la réponse est encore très rapide avec un temps de réponse d'environ une période du réseau (cf. figure 3.15). La phase instantanée n'est pas affectée par le défaut.



**Figure 3.15 : Réponse de la méthode DSRF-PLL à un défaut de type C**

Pour un défaut de type D, qui correspond au pire test avec un impact sur l'amplitude des trois phases, la régulation s'effectue très rapidement comme pour les deux tests précédents, soit environ une période du réseau, et encore une fois, la phase ne semble pas être influencée par le déséquilibre (cf. figure 3.16).



**Figure 3.16 : Réponse de la méthode DSRF-PLL à un déséquilibre de type D**

Les performances de la méthode DSRF-PLL ont été testées à plusieurs reprises avec différents déséquilibres sur le réseau et les résultats sont très concluants. Le temps de stabilisation est très rapide (entre 10 et 50 millisecondes) et les tensions équilibrées en sortie sont l'image des tensions déséquilibrées du réseau. Maintenant que la phase du réseau est estimée, les transformées de Park dans le repère ( $d$ ,  $q$ ) vont permettre de contrôler adéquatement le système du côté du réseau (contrôle des puissances active et réactive et de la tension du bus DC).

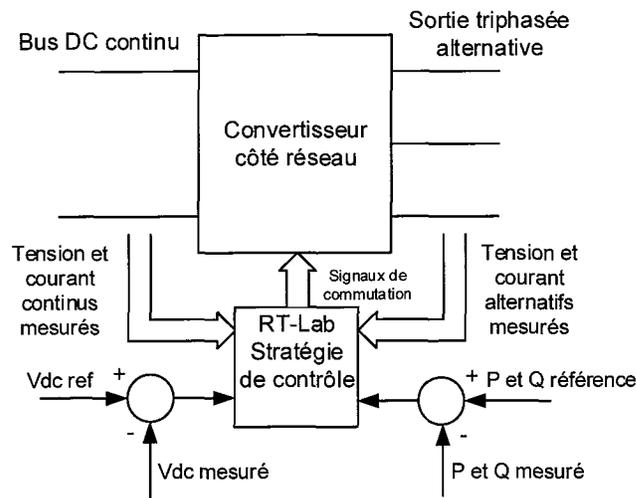
### 3.4 STRATÉGIE DE CONTRÔLE DU CÔTÉ RÉSEAU

Maintenant que les informations du réseau, soit la phase et l'amplitude de la tension, sont connues, il faut établir une stratégie de contrôle du convertisseur côté réseau. Cette dernière consiste à transférer toute la puissance générée par l'éolienne vers le réseau. Pour

cela, il faut contrôler les flux de puissance active et réactive ainsi que maintenir la tension du bus DC à sa valeur de référence.

### 3.4.1 Analyse des flux de puissances active et réactive

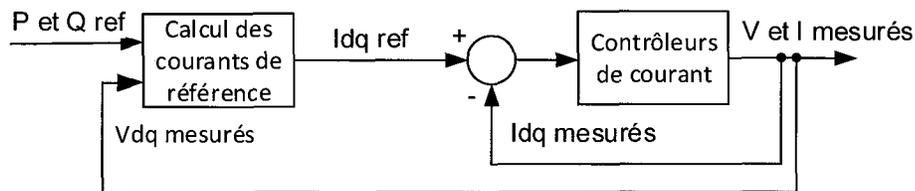
L'analyse de la littérature permet de constater que l'élément qui ressort le plus souvent pour effectuer le contrôle du convertisseur du côté réseau est qu'il faut contrôler les flux de puissance active et de puissance réactive [30, 36, 37]. Le schéma général de ce genre de stratégie est présenté à la figure 3.17. En effet, on veut que toute la puissance active produite par l'éolienne soit transmise au réseau et on désire que le facteur de puissance soit égal à 1, c'est-à-dire que la puissance réactive doit être nulle pour ne pas créer de perturbations sur le réseau.



**Figure 3.17 : Schéma général du contrôle du convertisseur côté réseau**

Comme le montre la figure 3.18, pour appliquer une correction sur les puissances active et réactive, il est nécessaire d'obtenir les mesures des tensions et des courants sur les phases du côté réseau. Une fois la correction apportée, une boucle interne de courant ou de

tension dans le repère biphasé peut être ajoutée afin d'améliorer les performances de la commande. Il est préférable d'utiliser une boucle interne de courant pour éviter une surintensité, pour avoir une meilleure robustesse face aux variations des paramètres du système et pour avoir une meilleure performance dynamique et une plus grande précision de contrôle [23].



**Figure 3.18 : Boucle de contrôle des puissances active et réactive**

La formulation de la puissance dans le référentiel  $(d, q)$  est la suivante :

$$P_s(t) = \frac{3}{2} (V_{sd}(t)i_d(t) + V_{sq}(t)i_q(t)) \quad (3.29)$$

$$Q_s(t) = \frac{3}{2} (-V_{sd}(t)i_q(t) + V_{sq}(t)i_d(t)) \quad (3.30)$$

Le contrôle vectoriel des puissances via les tensions  $dq$  a pour objectif d'obtenir  $V_{sq} = 0$  en régime permanent afin d'avoir un repère synchronisé avec le vecteur d'espace des tensions du réseau. Donc, si on considère un état où le système est stable en régime permanent, les équations de puissance (3.29) et (3.30) deviennent :

$$P_s(t) = \frac{3}{2} V_{sd}(t)i_d(t) \quad (3.31)$$

$$Q_s(t) = -\frac{3}{2} V_{sd}(t)i_q(t) \quad (3.32)$$

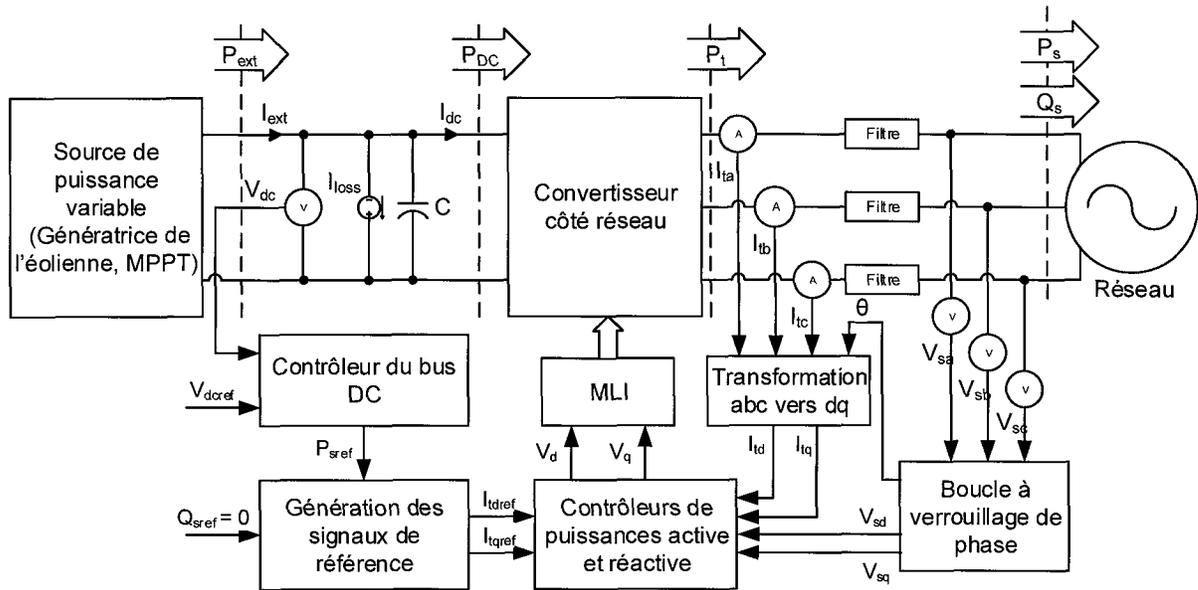
La génération des signaux de référence pour le contrôle des puissances active et réactive est de ce fait la combinaison des deux équations suivantes :

$$i_{dref}(t) = \frac{2}{3V_{sd}} P_{sref}(t) \quad (3.33)$$

$$i_{qref}(t) = -\frac{2}{3V_{sd}} Q_{sref}(t) \quad (3.34)$$

### 3.4.2 Contrôle vectoriel des puissances dans le repère $(d, q)$

Le but de cette commande est de contrôler les courants  $dq$  afin de réguler les puissances active et réactive. Un contrôle de la tension du bus DC est aussi ajouté au système pour permettre de minimiser les pertes. Le schéma de principe est montré à la figure 3.19. Il existe deux types de contrôle qui peuvent être employés : celui dans le système d'axe  $(\alpha, \beta)$  qui est un repère à deux axes statiques, ou celui dans le système d'axe  $(d, q)$  qui est un repère à deux axes tournants. Le système d'axe  $(d, q)$  possède le gros avantage d'effectuer un contrôle avec des valeurs continues puisqu'il est tournant, et en le synchronisant avec la bonne variable, il va évoluer à la même fréquence que le réseau.



**Figure 3.19 : Boucle de contrôle des puissances active et réactive**

La démarche pour obtenir les fonctions de transfert des boucles de courants dans le cas d'un filtre  $RL$  est détaillée ci-dessous. En prenant la maille du côté du réseau, la dynamique suivante est obtenue :

$$L \frac{d\vec{i}_t}{dt} = -(R + r_{on}) \vec{i}_t + \vec{V}_t - \vec{V}_s \quad (3.35)$$

Où  $L$  est l'inductance totale de ligne et  $r_{on}$  la résistance interne totale, la variable  $R$  est la résistance totale de ligne, le vecteur d'espace de la tension du réseau est  $\vec{V}_s(t) = V_s e^{j(\omega_g t + \theta_{g0})}$ , le vecteur du courant  $dq$  qui circule est  $\vec{i}_t = i_{tdq} e^{j\theta_g}$  et le vecteur de la tension  $dq$  à la sortie du convertisseur avant le filtre du côté réseau est  $\vec{V}_t = V_{tdq} e^{j\theta_g}$ . La fréquence du réseau est  $\omega_{g0}$ , la phase initiale du réseau est  $\theta_{g0}$  et  $\hat{V}_s$  est la valeur maximale de la tension ligne-neutre du réseau. En remplaçant ces vecteurs dans l'équation (3.25), on trouve l'équation suivante :

$$L \frac{d}{dt} (i_{dq} e^{j\theta_g}) = -(R + r_{on}) (i_{dq} e^{j\theta_g}) + (V_{dq} e^{j\theta_g}) - V_s e^{j(\omega_g t + \theta_{g0})} \quad (3.36)$$

C'est-à-dire :

$$L \frac{d}{dt} (i_{dq}) = -j \left( L \frac{d\theta_g}{dt} \right) (i_{dq}) - (R + r_{on}) (i_{dq}) + (V_{dq}) - V_s e^{j(\omega_g t + \theta_{g0} - \theta_g)} \quad (3.37)$$

En regardant séparément la partie réelle et la partie imaginaire, on déduit ces deux équations :

$$L \frac{di_{td}}{dt} = \left( L \frac{d\theta_g}{dt} \right) i_{tq} - (R + r_{on}) i_{td} + V_{td} - V_s \cos(\omega_{g0} t + \theta_{g0} - \theta_g) \quad (3.38)$$

$$L \frac{di_{tq}}{dt} = - \left( L \frac{d\theta_g}{dt} \right) i_{td} - (R + r_{on}) i_{tq} + V_{tq} - V_s \sin(\omega_{g0} t + \theta_{g0} - \theta_g) \quad (3.39)$$

Sachant que  $\frac{d\theta_g}{dt} = \omega_g(t)$ , on trouve :

$$L \frac{di_{td}}{dt} = L \omega_g(t) i_{tq} - (R + r_{on}) i_{td} + V_{td} - V_s \cos(\omega_{g0} t + \theta_{g0} - \theta_g) \quad (3.40)$$

$$L \frac{di_{tq}}{dt} = -L \omega_g(t) i_{td} - (R + r_{on}) i_{tq} + V_{tq} - V_s \sin(\omega_{g0} t + \theta_{g0} - \theta_g) \quad (3.41)$$

Et sachant que la méthode DSRF-PLL est synchronisée, sa phase est égale à celle du réseau :

$$\theta_g(t) = \omega_{g0} t + \theta_{g0} \quad (3.42)$$

Les équations (3.40) et (3.41) se simplifient comme suit :

$$L \frac{di_{td}}{dt} = L \omega_g(t) i_{tq} - (R + r_{on}) i_{td} + V_{td} - V_s \quad (3.43)$$

$$L \frac{di_{iq}}{dt} = -L\omega_g(t)i_{id} - (R + r_{on})i_{iq} + V_{iq} \quad (3.44)$$

Comme l'hypothèse est que la méthode DSRF-PLL est synchronisée, on sait alors que  $V_{sd} = V_s \cos(\omega_{g0}t + \theta_{g0} - \theta_g) = V_s$  et  $V_{sq} = V_s \sin(\omega_{g0}t + \theta_{g0} - \theta_g) = 0$  ce qui correspond aux derniers membres de chaque équation.

En prenant comme hypothèse qu'on a une opération en régime permanent, donc la fréquence du réseau se trouve à son point nominal d'opération  $\omega_g(t) = \omega_{g0} = 2\pi.f_s$ , les équations précédentes (3.43) et (3.44) deviennent :

$$L \frac{di_{id}}{dt} = L\omega_{g0}i_{iq} - (R + r_{on})i_{id} + V_{id} - V_{sd} \quad (3.45)$$

$$L \frac{di_{iq}}{dt} = -L\omega_{g0}i_{id} - (R + r_{on})i_{iq} + V_{iq} - V_{sq} \quad (3.46)$$

À noter ici que si un filtre LCL est placé à la sortie du convertisseur du côté réseau (CCR), l'inductance  $L$  prise en compte est l'inductance totale  $L_T$  du circuit. Les compensateurs dans le repère  $(d, q)$  font référence au schéma de la figure 3.20. La compensation est obtenue en annulant l'effet que chaque courant  $d$  et  $q$  a sur l'autre. Par ailleurs, l'anticipation permet de mieux réagir s'il y a une perturbation sur la tension du réseau qui sort de la boucle DSRF-PLL.

D'après la figure 3.20 avec le découplage et l'anticipation, on peut voir les équations suivantes :

$$V_{id}(t) = u_d - L\omega_{g0}i_{iq} + V_{sd} \quad (3.47)$$

$$V_{iq}(t) = u_q + L\omega_{g0}i_{id} + V_{sq} \quad (3.48)$$

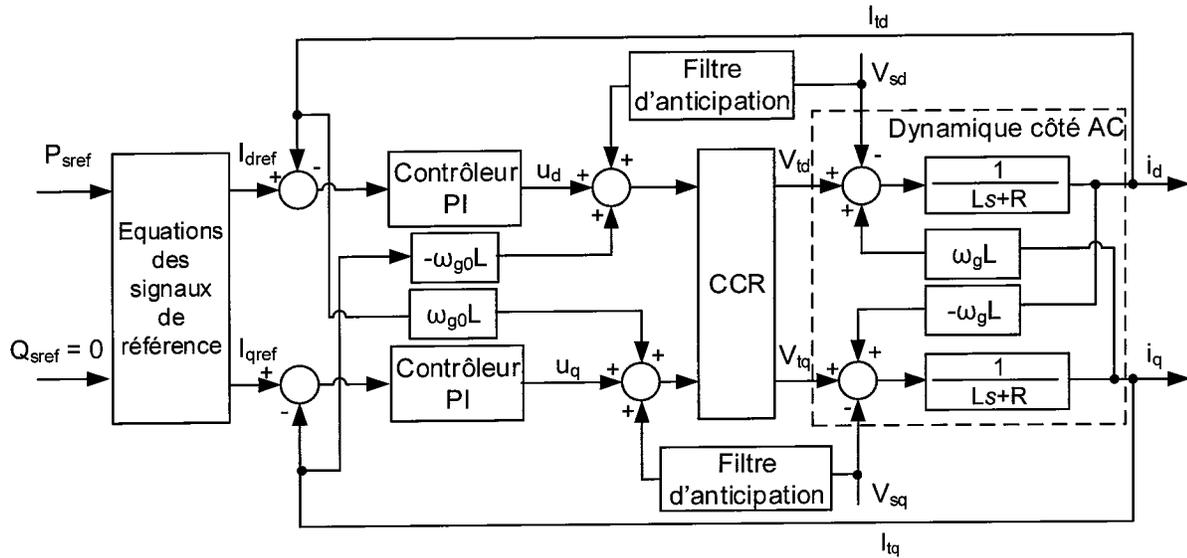


Figure 3.20 : Schéma de la régulation des puissances active et réactive avec les boucles de courants

Donc, en remplaçant  $V_{td}$  et  $V_{tq}$  dans les équations générales (3.45) et (3.46), on a :

$$L \frac{di_{td}}{dt} = -(R + r_{on})i_{td} + u_d \quad (3.49)$$

$$L \frac{di_{tq}}{dt} = -(R + r_{on})i_{tq} + u_q \quad (3.50)$$

En appliquant la transformée de Laplace aux deux équations précédentes, on trouve les fonctions de transfert des courants suivantes :

$$\frac{i_{td}}{u_d} = \frac{i_{tq}}{u_q} = \frac{1}{Ls + (R + r_{on})} \quad (3.51)$$

Les contrôleurs  $k_d(s)$  et  $k_q(s)$  utilisés pour contrôler les courants sont de type PI (proportionnel-intégral) dont la fonction de transfert est :  $k_d(s) = k_q(s) = \frac{k_{cr} \cdot s + k_{ir}}{s}$

La fonction de transfert de la boucle ouverte de courant en ajoutant un correcteur PI est donc :

$$H_{BOi}(s) = \left( \frac{k_{cr}}{L \cdot s} \right) \frac{s + \frac{k_{ir}}{k_{cr}}}{s + \frac{(R + r_{on})}{L}} \quad (3.52)$$

Pour simplifier la fonction de transfert, on choisit  $\frac{k_{ir}}{k_{cr}} = \frac{R + r_{on}}{L}$ , il reste seulement la partie intégratrice et le gain. On veut que la fonction de transfert en boucle fermée ressemble à un système du premier ordre avec une dynamique rapide de l'ordre de quelques millisecondes :  $\frac{I_{id}(s)}{I_{idref}(s)} = H_{BFi}(s) = \frac{1}{\tau_i s + 1}$ . Alors, si on calcule la fonction finale qui résulte en boucle fermée, on trouve :

$$H_{BFi}(s) = \frac{H_{BOi}(s)}{1 + H_{BOi}(s)} = \frac{\left( \frac{k_{cr}}{Ls} \right)}{1 + \left( \frac{k_{cr}}{Ls} \right)} = \frac{1}{\frac{L}{k_{cr}} s + 1} \quad (3.53)$$

Ainsi, les paramètres du régulateurs PI des courants peuvent être calculés par :  $k_{cr} = \frac{L}{\tau_i}$  et  $k_{ir} = \frac{(R + r_{on})}{\tau_i}$ , où  $\tau_i$  est la constante de temps du système en boucle fermée. Il faut choisir cette constante de temps pour qu'elle soit suffisamment petite pour avoir une très bonne réponse tout en gardant en tête qu'il faut que la fréquence correspondante  $1/\tau_i$  soit environ 10 fois plus petite que la fréquence de commutation des convertisseurs.

Pour ce qui est de la fonction de transfert du filtre d'anticipation, il s'agit tout simplement d'un filtre passe-bas dont la fréquence de coupure est choisie afin d'éliminer le bruit en haute fréquence provenant des capteurs de tension. Cette fonction de transfert, ayant pour constante de temps  $T_{ff}$  qui doit être 10 fois plus petite que la dynamique du système en boucle fermée, s'exprime par :

$$G_{ff}(s) = \frac{1}{T_{ff}s + 1} \quad (3.54)$$

### 3.4.3 Contrôle de la tension du bus DC

Comme mentionné précédemment, le but de contrôler la tension du bus DC est de pouvoir transférer toute la puissance générée par l'éolienne vers le réseau en diminuant les pertes. Il est question ici de trouver un contrôle à partir de la dynamique du bilan de puissance sur le bus DC. À partir du bilan de puissance, la variable à contrôler est  $V_{DC}^2$  et la variable d'entrée est  $P_s$ . Ici nous contrôlons  $V_{DC}^2$  directement afin de ne pas effectuer de traitements mathématiques avec des racines carrés qui sont plus complexes, et d'avoir un contrôle plus agressif [23, 38, 39].

À cause de la présence des termes  $P_s \frac{dP_s}{dt}$  et  $Q_s \frac{dQ_s}{dt}$  dans l'équation du bilan de puissance (2.29), la fonction de transfert correspondante est non-linéaire. Il faut donc commencer par linéariser le procédé en se stabilisant en régime permanent à un point d'opération. Ici on choisit la puissance active nominale  $P_{s0}$  (et donc la puissance réactive nominale  $Q_{s0}$ ) comme point d'opération afin que toutes les dérivées présentes soient nulles, voir l'équation (3.55). Il faut aussi négliger les pertes pour avoir, avec la puissance  $P_{ext0}$  générée par l'éolienne, la relation suivante :

$$P_{s0} = P_{ext0} - P_{loss} \approx P_{ext0} \quad (3.55)$$

$$\frac{d\tilde{V}_{DC}^2}{dt} = \frac{2}{C} \tilde{P}_{ext} - \frac{2}{C} \left[ \tilde{P}_s + \left( \frac{2LP_{s0}}{3\hat{V}_s^2} \right) \frac{d\tilde{P}_s}{dt} \right] + \frac{2}{C} \left[ \left( \frac{2LQ_{s0}}{3\hat{V}_s^2} \right) \frac{d\tilde{Q}_s}{dt} \right] \quad (3.56)$$

Ici, les signaux de puissance présents dans l'équation (3.56) sont les écarts de puissance autour du point d'opération choisi, soit par exemple  $P_s = P_{s0} + \tilde{P}_s$ . En régime

permanent quand le contrôle est stable, on a un facteur de puissance unitaire soit  $Q_s=0$ . En appliquant la transformée de Laplace à cette dernière équation et en considérant la variation de puissance  $\tilde{P}_{ext}$  en entrée très petite donc négligeable, la fonction de transfert de la tension du bus DC,  $V_{DC}^2$ , selon la puissance en entrée,  $\tilde{P}_s$ , est obtenue :

$$G_v(s) = \frac{\tilde{V}_{DC}^2(s)}{\tilde{P}_s(s)} = -\left(\frac{2}{C}\right) \frac{\tau s + 1}{s} \text{ avec } \tau = \frac{2LP_{s0}}{3\tilde{V}_s^2} = \frac{2LP_{ext0}}{3\tilde{V}_s^2} \quad (3.57)$$

On remarque que la constante de temps  $\tau$  est proportionnelle au flux de puissance active  $P_{ext0}$  et si ce dernier est petit, alors cette constante  $\tau$  sera considérée comme très petite, c'est-à-dire que la dynamique du contrôleur de puissance sera surtout intégratrice. On constate que la fonction de transfert  $G_v(s)$  a un gain négatif, donc le gain du contrôleur sera négatif pour annuler cela. Les pertes associées aux convertisseurs et au bus DC  $P_{loss}$  ne peuvent être calculées ou estimées. Donc, pour corriger l'erreur statique sur  $V_{DC}^2$ , le régulateur  $K_v(s)$  doit avoir un terme intégrateur. Aussi, comme le système  $G_v(s)$  comprend aussi un terme intégrateur, pour assurer la stabilité du contrôle,  $K_v(s)$  devra aussi comprendre un zéro.

La fonction de transfert de la boucle ouverte est donnée par l'équation suivante et la boucle de contrôle correspondante à cette fonction est montrée à la figure 3.21. La fonction de transfert  $G_p(s)$  est la boucle de courant sur l'axe  $d$  avec son contrôleur, donc en boucle fermée. La variable  $P_{ext}$  est la puissance générée par l'éolienne et elle est vue ici comme une anticipation à la perturbation au système.

$$H_{BO}(s) = -K_v(s)G_p(s)G_v(s) \quad (3.58)$$

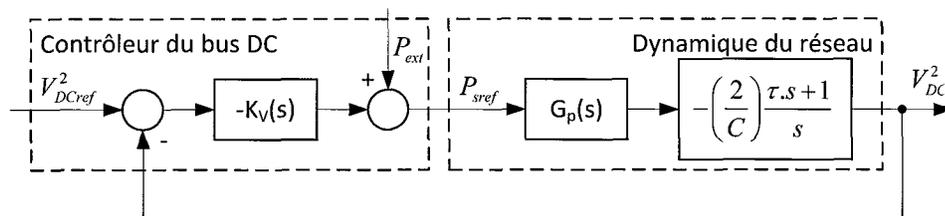


Figure 3.21 : Boucle de contrôle de la tension du bus DC

Si on considère le contrôleur suivant  $K_v(s) = N(s) \frac{k_0}{s}$  pour un système dans le repère de Park ( $d, q$ ), la fonction de transfert en boucle ouverte devient alors :

$$H_{BO}(s) = G_p(s) N(s) k_0 \left( \frac{2}{C} \right) \frac{\tau s + 1}{s^2} \quad (3.59)$$

L'objectif pour dimensionner notre régulateur est de choisir la fonction  $N(s)$  telle que le gain de la boucle ouverte, c'est-à-dire le gain statique, soit égal à 1, ou à 0 dB, à la fréquence de coupure  $\omega = \omega_{cdc}$ . Par ailleurs, la marge de phase doit être raisonnable, au moins  $45^\circ$  pour un contrôle robuste. La dynamique du système en boucle fermée (avec les boucles internes de courant) a été caractérisée par la fonction de transfert  $G_p(s) = G_i(s) = 1/(\tau_i s + 1)$  avec une constante de temps  $\tau_i$  de quelques millisecondes, et en choisissant une fréquence de coupure au moins 5 fois inférieure à la dynamique  $\omega_{cdc} = 0,2 \times 1/0,001 = 200 \text{ rad/s}$ . Dans ce cas, on obtient :

$$H_{BO}(s) = N(s) k_0 \left( \frac{2}{C} \right) \frac{\tau s + 1}{s^2 (0,001s + 1)} \quad (3.60)$$

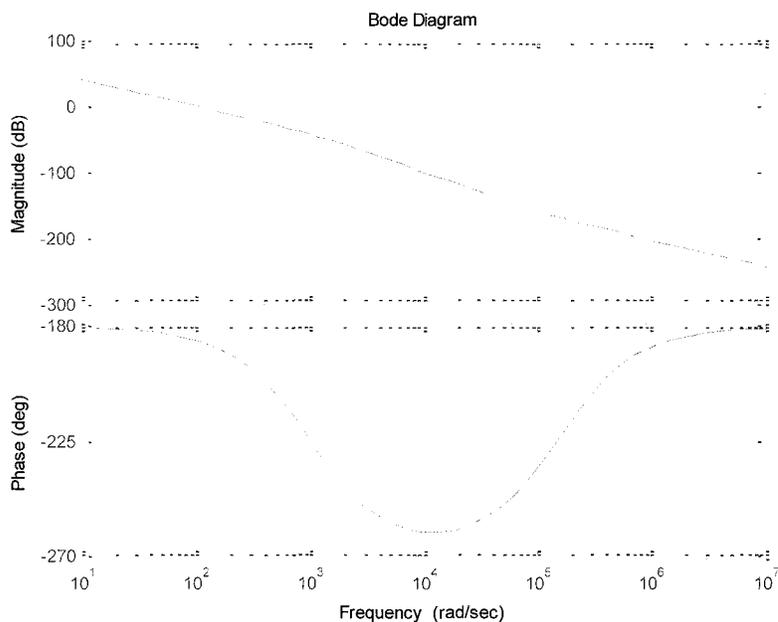
Partant de l'équation (3.60), le gain  $k_0$  est facilement déterminé si on prend  $N(s) = 1$  et que l'on souhaite que  $|H_{BO}(j\omega_{cdc})| = 1$  :

$$k_0 = \frac{C \omega_{cdc}^2 \sqrt{(\tau_i \omega_{cdc})^2 + 1}}{2 \sqrt{(\tau \omega_{cdc})^2 + 1}} \quad (3.61)$$

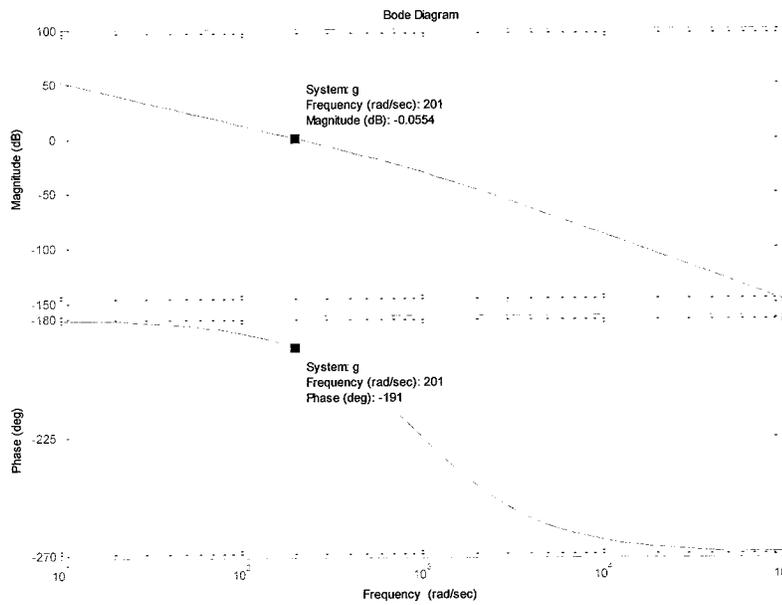
Dans ce cas, la fonction de transfert de la boucle ouverte du système devient :

$$H_{BO}(s) = k_0 \left( \frac{2}{C} \right) \frac{\tau s + 1}{s^2 (0,001s + 1)} \quad (3.62)$$

Considérant cette fonction de transfert en boucle ouverte, on peut tracer son diagramme de Bode pour deux valeurs de  $\tau$ , soit pour la puissance nominale  $P_{ext0}=5$  kW et pour une puissance nulle  $P_{ext0}=0$  kW. Ainsi le dimensionnement du régulateur peut être calculé selon les résultats obtenus aux figures 3.22 et 3.23 avec le gain et la phase.



**Figure 3.22 : Diagramme de Bode de la boucle ouverte de la tension du bus DC avec  $P_{ext}=5$  kW**



**Figure 3.23 : Diagramme de Bode de la boucle ouverte de la tension du bus DC pour  $P_{ext}=0 kW$**

Comme le montre les figures 3.22 et 3.23, la phase pour les deux puissances testées est d'environ  $-191^\circ$ . Ainsi, il faut ajouter un zéro dans la fonction de transfert du contrôleur afin d'avoir une marge de phase d'au moins  $45^\circ$  [23], soit un déphasage positif pour le filtre de  $\delta_m \geq 56^\circ$  avec :

$$N(s) = n_0 \frac{s + \left(\frac{p}{\alpha}\right)}{s + p} \quad (3.63)$$

$$\alpha = \left( \frac{1 + \sin(\delta_m)}{1 - \sin(\delta_m)} \right) \quad (3.64)$$

$$p = \omega_{am} \sqrt{\alpha} \quad (3.65)$$

Il suffit maintenant de déterminer le gain statique  $n_0$  afin d'avoir un gain unitaire à la fréquence de coupure, donc en remplaçant  $|N(s)|$  par 1, l'équation suivante est obtenue :

$$n_0 = \frac{\sqrt{\omega_{cdc}^2 + p^2}}{\sqrt{\omega_{cdc}^2 + \left(\frac{p}{\alpha}\right)^2}} \quad (3.66)$$

La fonction de transfert finale du régulateur pour la tension du bus DC est la suivante :

$$K_v(s) = \frac{k_0}{s} \cdot n_0 \frac{s + \left(\frac{p}{\alpha}\right)}{s + p} \quad (3.67)$$

### 3.5 CONCLUSION

Dans ce chapitre, les deux contrôles de la chaîne de conversion éolienne, du côté de la génératrice et du côté du réseau, ont été étudiés et déterminés selon la modélisation du chapitre 2.

La stratégie MPPT permet de choisir la vitesse pour la turbine éolienne pour laquelle un maximum de puissance va être généré en se synchronisant sur le flux rotorique de la génératrice avec la régulation des courants.

Du côté du réseau, la méthode DSRF-PLL permet de se synchroniser au réseau malgré des défauts et ainsi le contrôle sur les puissances active et réactive est beaucoup plus optimal afin de garder un facteur de puissance unitaire. De plus, la régulation de la tension du bus DC diminue les pertes de transfert de puissance vers le réseau et ainsi maximise le rendement du système.

Maintenant, il faut tester ces contrôles en simulation afin de valider leur fonctionnement et leurs performances.

## CHAPITRE 4

### SIMULATIONS DU CONTRÔLE DE LA CHAÎNE DE CONVERSION

#### 4.1 INTRODUCTION

Les deux parties de contrôle de la chaîne de conversion d'énergie éolienne ont été décrites dans le chapitre 3 et sont maintenant testées dans le présent chapitre à l'aide de simulations avec le logiciel *MATLAB/Simulink*. Tout d'abord, deux tests de simulations sont effectués pour vérifier séparément le bon fonctionnement du contrôle du convertisseur du côté génératrice et celui du convertisseur du côté réseau. Ensuite, un autre test de simulation avec les deux parties de puissance connectées ensemble et leurs contrôles est présenté afin de montrer les interactions entre ces deux parties dans le système complet. Enfin, une simulation finale du système complet permettant de voir le comportement du contrôle face à un défaut du réseau est effectuée. À noter ici que l'application d'un échelon de puissance permet de voir la réaction des contrôleurs dans un des pire cas. En pratique, la variation de puissance ne passe jamais de 0 à 2,5 kW instantanément.

#### 4.2 SIMULATION DU CONTRÔLE DU CÔTÉ GÉNÉRATRICE

En calculant les valeurs des paramètres pour chaque contrôleur et en les intégrant dans le logiciel *MATLAB/Simulink* à l'aide de la boîte d'outils *SimPowerSystems*, des simulations sont effectuées afin de savoir si les performances rencontrent les attentes de ce contrôle. Pour ces simulations, l'attention est portée sur la régulation de la vitesse et la

régulation des courants  $I_d$  et  $I_q$ . Le modèle de vent ainsi que les parties aérodynamique et mécanique ont été ajoutés afin de valider les différents modèles mathématiques de la chaîne de conversion. Les différents paramètres du modèle de la turbine éolienne utilisés pour les simulations sont donnés dans le tableau 4.1 [16, 17].

**Tableau 4.1 : Paramètres utilisés pour le modèle de la turbine éolienne**

Description	Valeur
Densité de l'air $\rho$	1,225 kg/m <sup>3</sup>
Rayon de la turbine $R$	2,5 m
Inertie du rotor avec les pales $J_t$	3,48 kg/m <sup>2</sup>
Rapport de l'engrenage $i$	5,75
Rendement de l'engrenage $\eta$	95%
Constante de rappel de l'arbre $K_s$	100 kN
Coefficient d'amortissement de l'arbre $B_s$	27 kN

#### 4.2.1 Premier test : simulation avec une vitesse de vent constante

Le premier test effectué permet de vérifier les différentes boucles de régulation en entrant une vitesse de vent constante de 8 m/s, soit un vent moyen sans variation. Pour effectuer ce test, on ajoute une source de puissance sur le bus DC (batterie) et une résistance de charge en parallèle avec la capacité du bus DC pour dissiper l'énergie générée. Les différents composants et leurs valeurs sont présentés dans le tableau 4.2 suivant.

**Tableau 4.2 : Paramètres de la source de puissance utilisée pour la simulation**

Description	Valeurs
Tension de la batterie	48V
Résistance interne de la batterie	0,1 $\Omega$
Résistance de charge sur le bus DC	50 $\Omega$
Condensateur sur le bus DC	2200 $\mu$ F

En effet, il faut fournir un peu de puissance au démarrage du système pour exciter la génératrice asynchrone; ensuite, la diode déconnecte la source une fois que la tension du bus DC dépasse la tension de la batterie. Le schéma du modèle du système simulé est présenté à la figure 4.1, tandis que les paramètres des contrôleurs de courant et de la vitesse sont affichés dans le tableau 4.3.

**Tableau 4.3 : Paramètres pour les contrôleurs du côté de la génératrice**

Boucle de vitesse	Valeurs
Fréquence de coupure $\omega_c$	100 rad/s
Marge de phase $\varphi_m$	70°
Gain proportionnel $k_c$	37,42
Gain intégral $k_i$	1361,2
Boucles de courant	Valeurs
Fréquence de coupure $\omega_{ci}$	1000 rad/s
Marge de phase $\varphi_{mi}$	70°
Gain proportionnel $k_{ci}$	3,42
Gain intégral $k_{ii}$	1470,1

Notons que les simulations sont effectuées en mode discret avec une période d'échantillonnage de 1  $\mu$ s en utilisant la méthode de calcul « ode3 (Bogacki-Shampine) ».

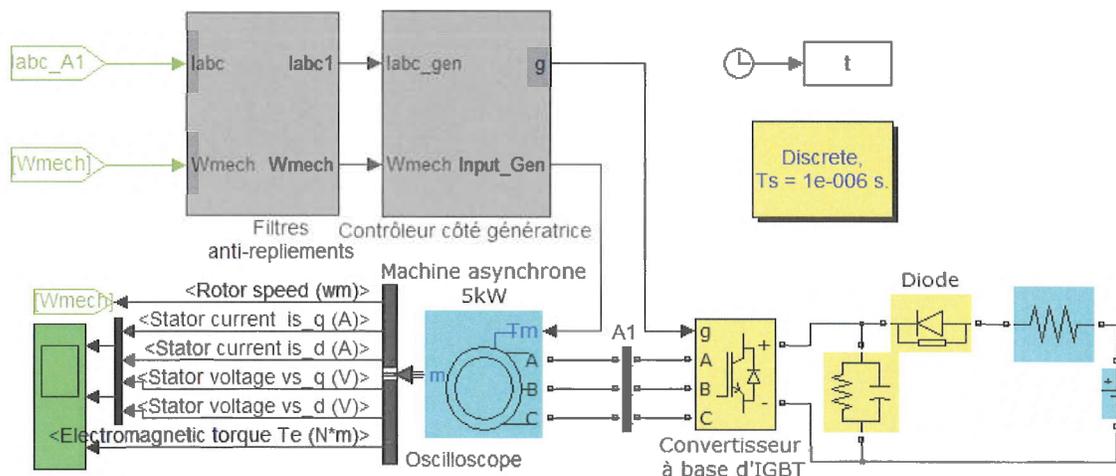


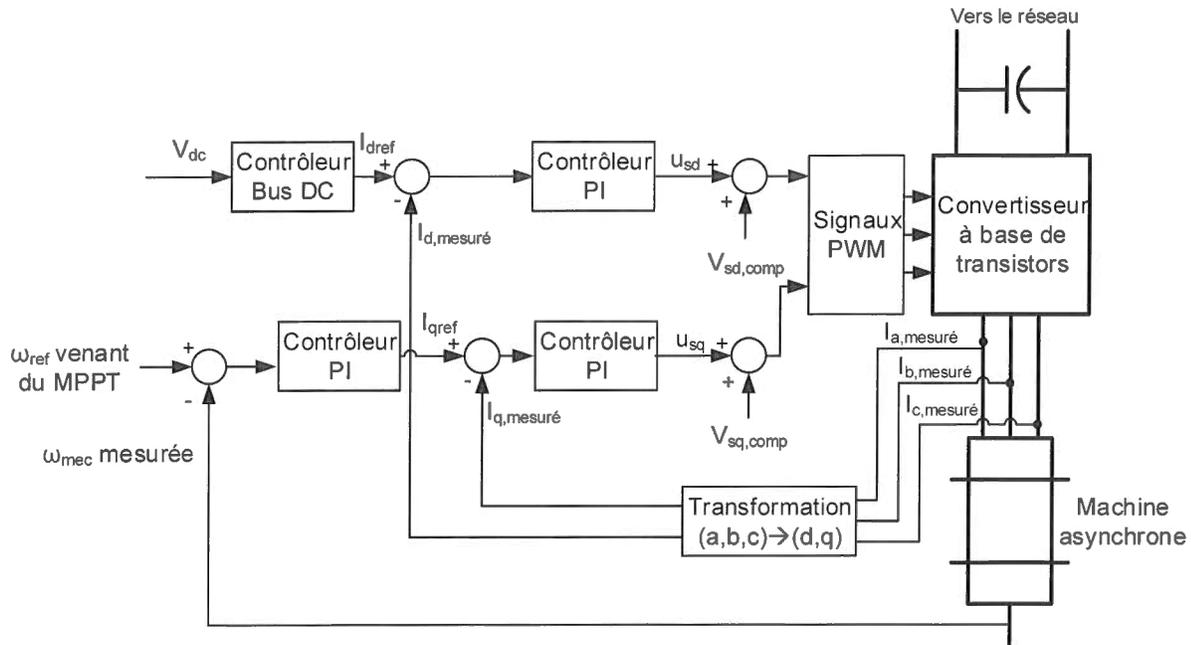
Figure 4.1 : Schéma-bloc du modèle simulé pour la validation du contrôle du côté génératrice

Il faut bien entendu rajouter une boucle de contrôle pour maintenir la tension du bus DC à la tension de référence. Le contrôleur utilisé est le même que celui présenté pour la commande du côté réseau (cf. section 3.4.2 du chapitre 3) avec les paramètres présentés dans le tableau 4.4.

Tableau 4.4 : Paramètres du contrôleur de la tension du bus DC

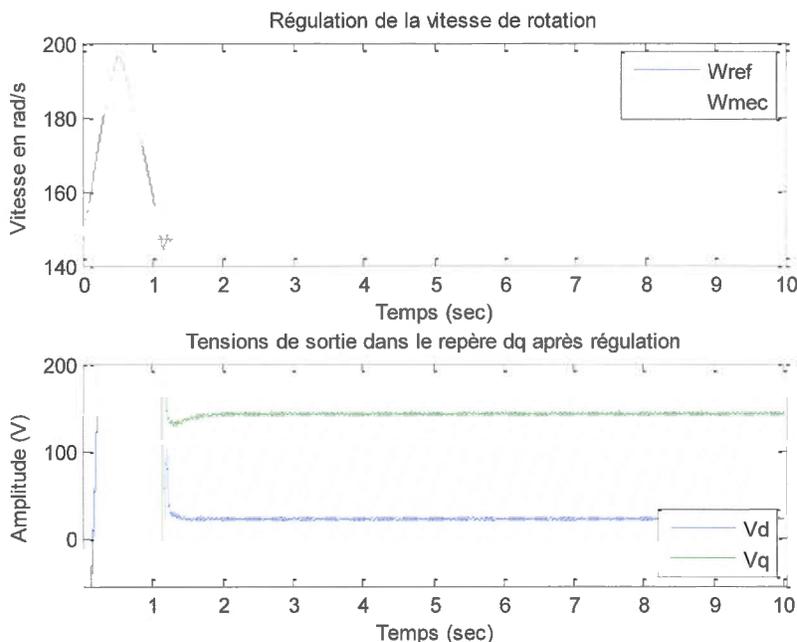
Description	Valeurs
Constante de temps au point d'opération $\tau$	0,0133 s
Fréquence de coupure du filtre $\omega_n$	200 rad/s
Déphasage désiré $\delta_m$	$75^\circ$
Constante de temps des boucles de courant $\tau_i$	0,001 s

Une boucle externe est donc rajoutée sur la boucle de régulation du courant sur l'axe  $d$  afin de maintenir la tension du bus DC à sa valeur de référence de 450 V comme le montre la figure 4.2.



**Figure 4.2 : Intégration de la boucle de régulation de la tension du bus DC dans le contrôle du côté de la génératrice**

Ceci permettra de juger les performances du contrôle du côté de la génératrice en considérant un système stable. Il est important de s'assurer du bon fonctionnement de chaque côté avant de les assembler pour vérifier les performances générales du contrôle du système complet. Les résultats de la simulation effectuée pour le côté de la génératrice sont présentés à la figure 4.3.

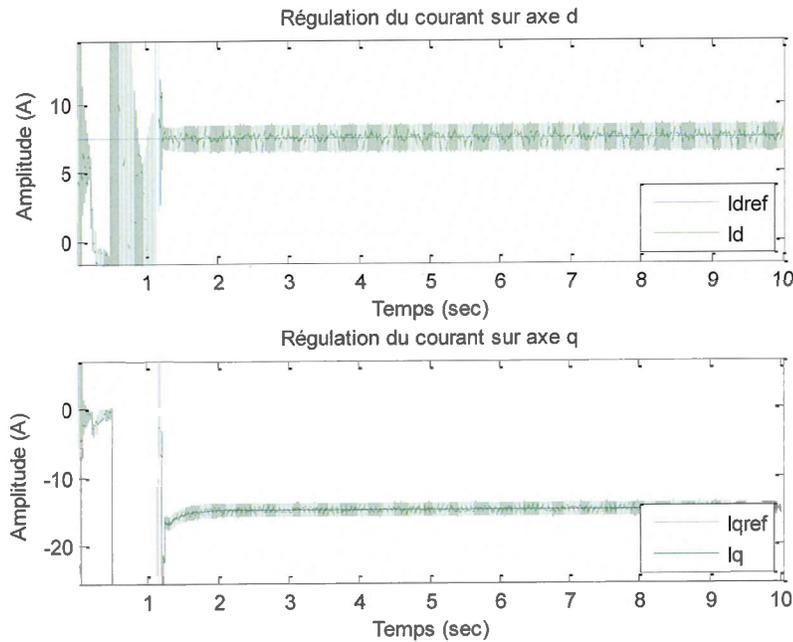


**Figure 4.3 : Régulation de la vitesse de rotation de la machine et tensions  $V_d$  et  $V_q$  pour une vitesse de vent constante de 8 m/s**

Selon les caractéristiques de la génératrice asynchrone considérée, le glissement nominal est de 3,33% [22]. La vitesse de rotation nominale est donc de 182,21 rad/s avec une machine asynchrone ayant deux paires de pôles pour la vitesse de vent optimale. Ici comme le vent est inférieur et égal à 8 m/s la vitesse de rotation est aussi inférieure et ici égale à 147,2 rad/s. On remarque que la régulation de la vitesse est efficace car la valeur mesurée de la vitesse et la consigne de référence se suivent autour de la valeur nominale. La stabilisation de la régulation prend environ 1 seconde, ce qui est satisfaisant si l'inertie assez importante du système est considérée. Le régime transitoire au début est dû à l'initialisation du système au temps  $t = 0$  s.

Les tensions aux bornes de la génératrice, qui servent à la génération des signaux de modulation, possèdent une petite ondulation d'amplitude 2,5 V due à la MLI. On remarque que la tension dans l'axe  $d$  se retrouve autour de 23 V et la tension dans l'axe  $q$  qui se stabilise autour de 143 V correspond. Les deux tensions étant stabilisées, on peut affirmer

que le contrôle est performant et répond rapidement. La figure 4.4 présente les résultats de la régulation des courants dans les axes  $d$  et  $q$ .



**Figure 4.4 : Régulations des courants  $I_d$  et  $I_q$  pour une vitesse de vent constante de 8 m/s**

La figure 4.4 montre que les régulations des courants sont rapides et se stabilisent à environ 1,2 seconde. Les courants  $I_d$  et  $I_q$  de la machine asynchrone sont constants car la vitesse du vent pour ce test est constante aussi. Cependant ils possèdent une ondulation autour de leur consigne due aussi à la MLI. Dans l'axe  $d$ , l'amplitude de l'ondulation du courant est de 1 A, soit 12,69% de la valeur nominale 7,88 A, ce qui correspond au courant nécessaire pour avoir le flux nominal au rotor sur l'axe  $d$  et une composante nulle de ce flux sur l'axe  $q$ . Cependant, dans l'axe  $q$ , l'ondulation du courant est de 0,5 A, soit 3,33% de la valeur nominale de -15 A.

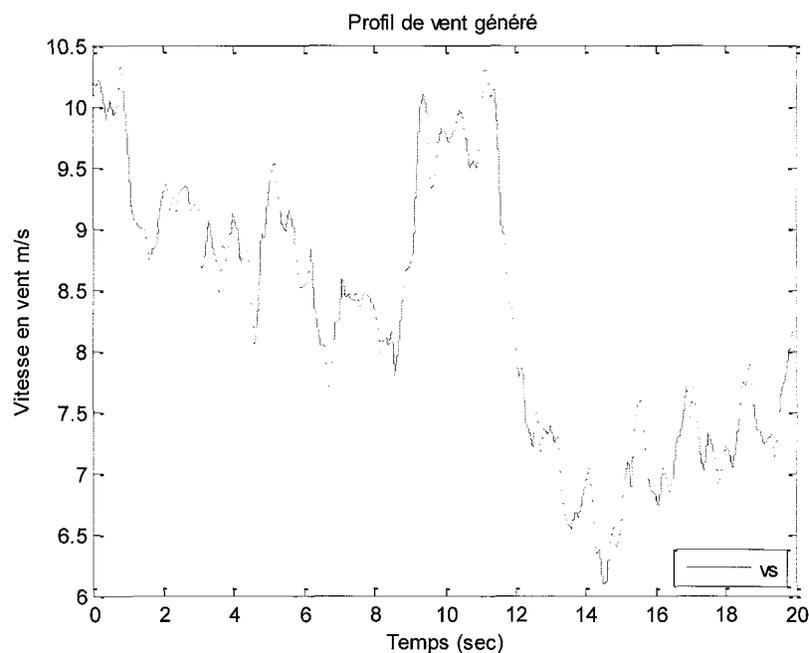
Suite à ce premier test, la régulation fonctionne correctement avec une bonne précision. Un deuxième test est alors effectué pour vérifier les performances du côté de la génératrice en considérant une vitesse de vent variable.

#### 4.2.2 Deuxième test : simulation avec une vitesse de vent variable

Le deuxième test de simulation est effectué avec une vitesse de vent moyenne de 12 m/s et une variance pour le bruit blanc du modèle de vent égale à 5. Le profil de vent généré et implanté dans cette simulation est présenté à la figure 4.5 et les paramètres utilisés sont énumérés dans le tableau 4.5.

**Tableau 4.5 : Paramètres du modèle de vent intégré dans la simulation**

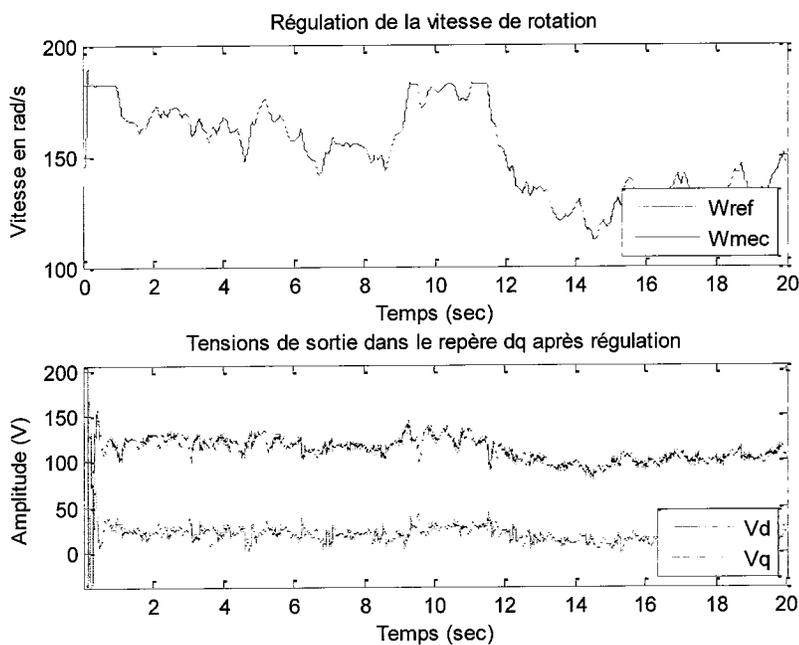
Description	Valeur
Hauteur de la tour $z$	15 m
Rugosité du terrain $z_0$	0,03 m (herbe haute)
Vitesse moyenne du vent $v_s$	8 m/s
Variance du bruit blanc $\sigma$	5
Période d'échantillonnage $T_{sw}$	0,1 s



**Figure 4.5 : Profil de vent avec une vitesse moyenne de 8 m/s et une variance de 2**

Le profil de vent généré est adéquat pour tester le contrôle de la chaîne de conversion car on peut observer plusieurs changements intenses de vitesse de vent, qui correspondent à des rafales, tout en conservant une variation modérée autour d'une valeur moyenne le reste du temps.

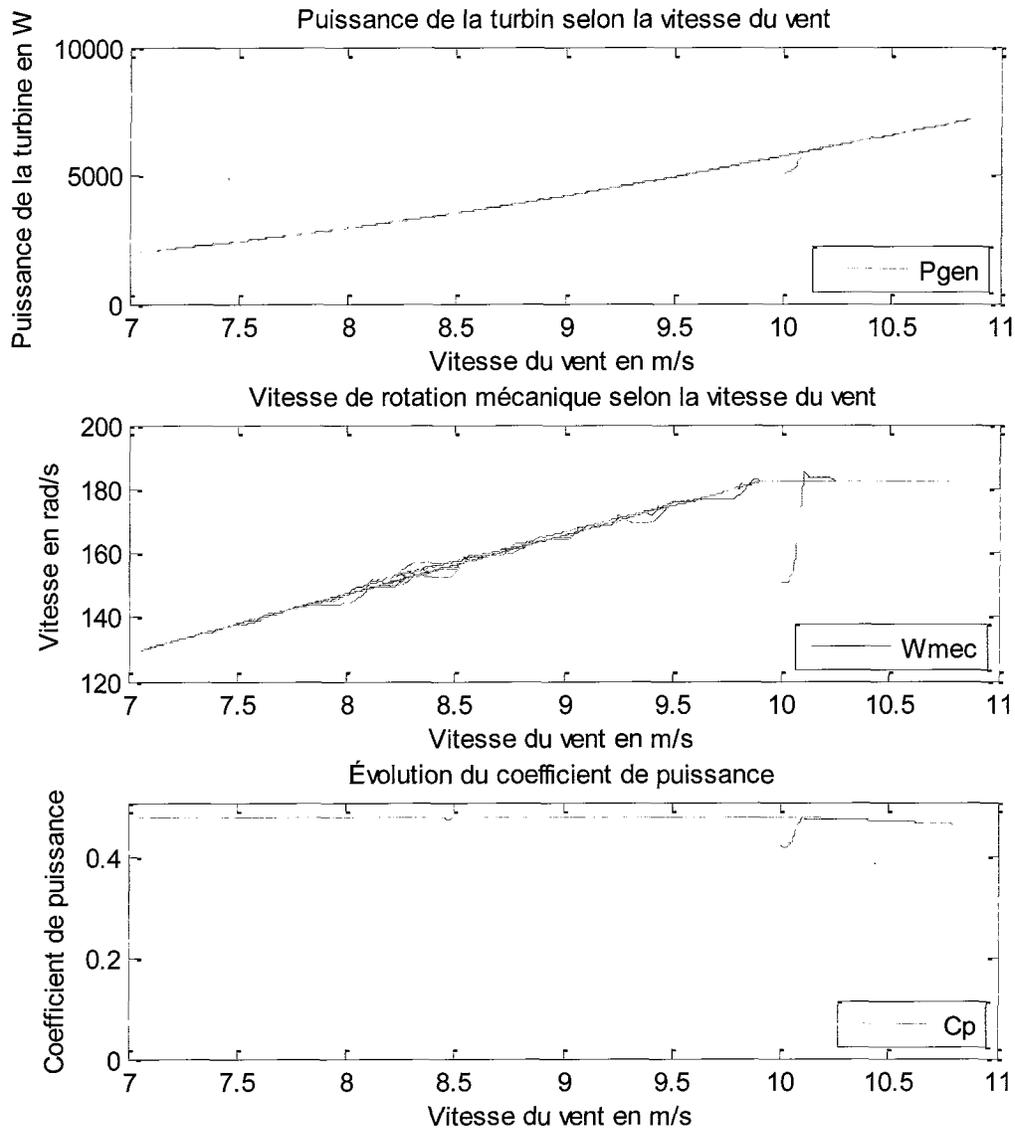
La régulation de la vitesse de la machine asynchrone ainsi que les tensions  $V_d$  et  $V_q$  obtenues sont affichées à la figure 4.6.



**Figure 4.6 : Régulation de la vitesse de rotation de la machine et tensions  $V_d$  et  $V_q$  pour le profil de vent généré**

Pour la régulation de la vitesse de la génératrice, on observe dans la figure 4.6 que la stratégie MPPT, qui sélectionne la vitesse à atteindre pour la génératrice selon la vitesse de vent en entrée, fonctionne correctement. En effet, on remarque que la vitesse de rotation mesurée est pratiquement semblable à la vitesse optimale imposée par le système de régulation avec, toutefois, de petites variations lorsqu'il y a des changements brusques du couple (qui correspondent aux changements brusques du vent ou à des rafales). Cependant,

il n'est question que de dépassements infimes pour lesquels il faut agrandir la courbe si on souhaite les observer. Ainsi, l'objectif de la boucle de contrôle sur la vitesse est atteint avec de très bonnes performances. Le régime transitoire de 0,5 seconde au début de la simulation est simplement dû à l'initialisation du système. Du côté de la stratégie MPPT, on remarque que la vitesse de la génératrice ne dépasse la vitesse nominale de 182,21 rad/s même si la vitesse du vent continue d'augmenter. En effet, à ce moment c'est le couple qui continue d'augmenter pour fournir une puissance de plus en plus grande jusqu'à la puissance nominale de 5 kW. Les courbes de la puissance générée par l'éolienne, de la vitesse de la génératrice, ainsi que le coefficient de puissance en fonction de la vitesse du vent sont illustrées à la figure 4.7.

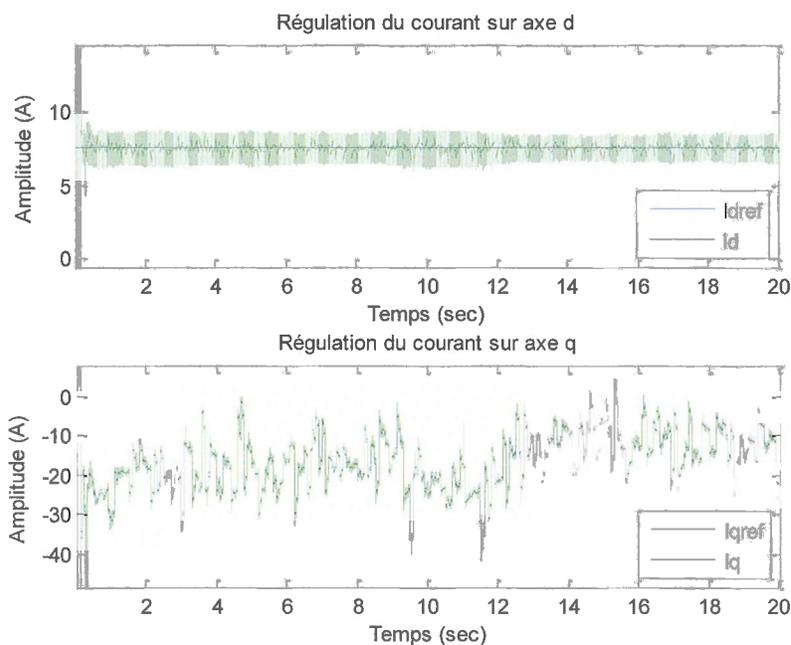


**Figure 4.7 : Puissance, vitesse de rotation et coefficient de puissance selon la vitesse du vent**

On remarque que selon la vitesse du vent, la puissance générée varie presque au cube de cette vitesse jusqu'à environ 10 m/s. Cette valeur est la vitesse du vent qui correspond à la vitesse optimale de la génératrice de 182,21 rad/s. À partir de ce point, la vitesse de

rotation n'augmente plus mais la puissance continue d'augmenter avec l'augmentation du couple. Quant au coefficient de puissance, on constate qu'il est conservé à sa valeur maximale, ce qui permet de dire que la stratégie MPPT implantée fonctionne correctement.

Les tensions  $V_d$  et  $V_q$  aux bornes de la machine asynchrone subissent l'impact des changements de vitesse de la génératrice comme on peut le voir dans la figure 4.6. Cependant les valeurs moyennes de ces tensions restent les mêmes que pour le premier test, à savoir environ 130 V pour  $V_d$  et environ 25 V pour  $V_q$ . La figure 4.8 présente les résultats des régulations des courants  $I_d$  et  $I_q$  pour une vitesse de vent variable.



**Figure 4.8 : Régulation des courants  $I_d$  et  $I_q$  pour le profil de vent généré**

La figure 4.8 montre que la régulation du courant dans l'axe  $d$  est similaire à celle présentée lors du premier test. La courbe de ce courant présente une ondulation de 1 A d'amplitude autour de la valeur nominale de 7,88 A. Le découplage est très efficace car l'impact de la variation du couple est visible sur  $I_q$  mais pas sur  $I_d$ . En effet, dans l'axe  $q$ , le courant est régulé afin de suivre les variations du couple puisque la vitesse est contrôlée. Le

couple étant négatif (génération d'énergie), le courant est aussi négatif, ce qui montre bien la puissance fournie par la machine asynchrone. Une petite ondulation est encore présente pour  $I_q$ ; cependant, la régulation présente de bonnes performances en termes d'efficacité et de rapidité.

### 4.3 SIMULATIONS DU CONTRÔLE DU CÔTÉ RÉSEAU

La stratégie de contrôle du convertisseur du côté réseau présentée précédemment dans le chapitre 3 est implantée dans cette partie et son bon fonctionnement est vérifié. Pour être plus réaliste, la représentation de la partie puissance, soit de la source de puissance sur le bus DC qui symbolise notre éolienne jusqu'au réseau, est effectuée en utilisant la boîte d'outils *SimPowerSystems* intégrée dans le logiciel *MATLAB/Simulink*. En effet, on utilise une source de courant contrôlée en puissance sur le bus DC, pour injecter une puissance sous forme de courant car le contrôle est sur la tension  $V_{DC}$ . Le schéma général avec un sous-système pour le contrôle est présenté à la figure 4.9. On aperçoit le filtre LCL dimensionné pour le système étudié, un transformateur étoile-triangle et un système pour créer des fautes sur le réseau.

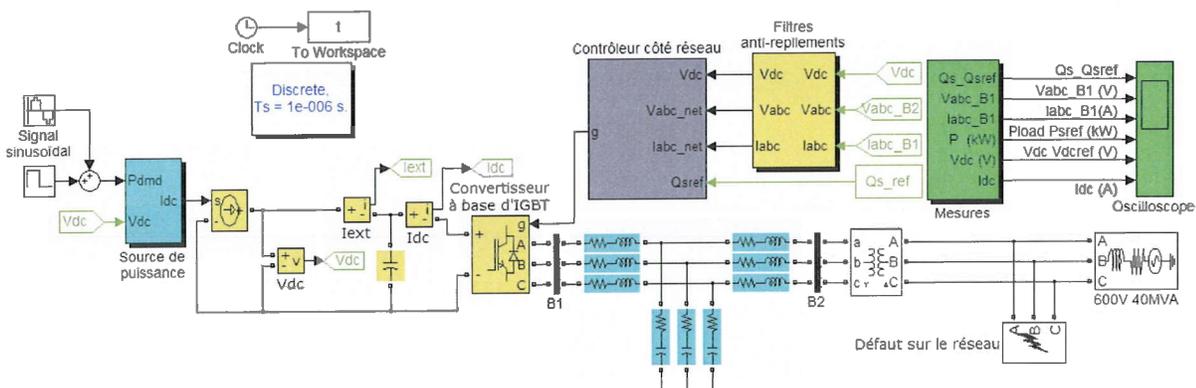


Figure 4.9 : Schéma-bloc du modèle simulé pour la validation du contrôle du côté réseau

Dans cette partie, deux tests de simulations sont réalisés suivant le type de variation de la puissance fournie par l'éolienne au niveau du bus DC (puissance fournie par la source de courant de la figure 4.9). Ces tests sont effectués en mode discret avec une période d'échantillonnage fixe de  $1 \mu\text{s}$  en utilisant la méthode de calcul «ode3 (Bogacki-Shampine)».

#### 4.3.1 Premier test : simulation en appliquant un échelon de puissance fournie par l'éolienne

Le premier test de simulation réalisé consiste simplement à changer la puissance fournie par la source de puissance continue de la valeur de 0 kW à la valeur de 2,5 kW. Les résultats de simulation en termes de régulation des puissances active et réactive fournies au réseau ( $P_s$  et  $Q_s$ ) et de la tension du bus DC sont présentés aux figures 4.10 et 4.11. Les valeurs de  $P_{sref}$  et  $Q_{sref}$  sont les signaux de référence calculés en fonction des tensions mesurées  $V_d$  et  $V_q$  du réseau.

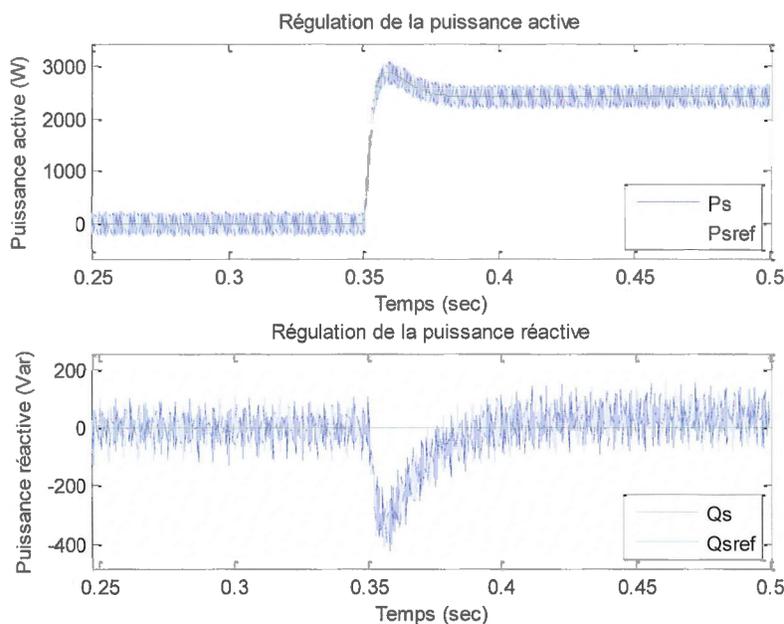
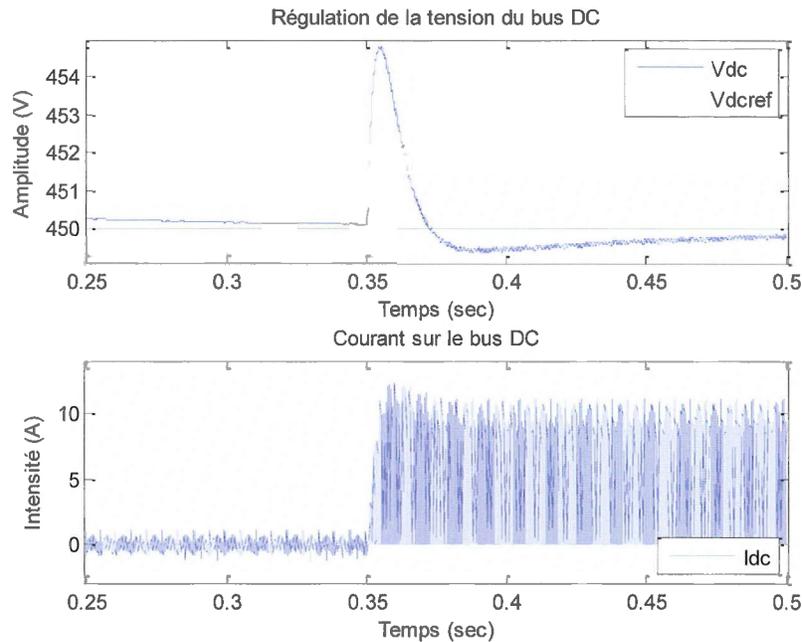


Figure 4.10 : Régulations des puissances active et réactive pour un échelon de puissance de 0 kW à 2,5 kW

Premièrement, le temps de stabilisation du système au départ, qui n'est pas montré sur la figure 4.10, est d'environ 10 ms. Après cela, les puissances active et réactive rejoignent leurs signaux de référence avec chacun une ondulation autour de leur valeur de référence due à la fréquence de commutation du convertisseur à 5 kHz. Si on souhaite diminuer cet effet, il faut augmenter la fréquence à 10 kHz par exemple. Le système ayant rejoint son signal de référence est donc stable au moment du changement de la puissance active fournie par l'éolienne de la valeur 0 kW à la valeur de 2,5 kW à 0,35 seconde. À ce moment, la régulation de la puissance active se fait avec un temps de montée de 25 ms et un dépassement de 20%. Ce dépassement est dû au compromis entre la robustesse et le temps de réponse des contrôleurs de courant.

Pour la régulation de la puissance réactive, au moment du changement de la puissance active, un dépassement jusque 400 Var est observé et qui est équivalent à un facteur de puissance de 0,9877. Le temps de réponse pour retourner à une puissance réactive nulle, donc un facteur de puissance unitaire, est d'environ 50 ms.

En ce qui concerne la régulation de la tension du bus DC, le système met 50 ms à se stabiliser au départ mais il reste dans un intervalle très proche de la référence de 450V par la suite (cf. figure 4.11). Même au moment du changement de consigne de la puissance active, le dépassement observé sur la courbe de la tension n'est que de 5V, soit 1,11% de la consigne, ce qui est tout à fait négligeable. Concernant le courant dans le bus DC ( $I_{dc}$ ), on remarque que c'est le courant haché directement à la sortie du convertisseur, d'où l'allure de la courbe qui semble bruitée. Un dépassement léger de 20% de la valeur finale du courant est présent au moment du changement de la puissance active. Cependant, le contrôle implanté permet d'avoir un temps de réponse très rapide sur le courant  $I_{dc}$  puisque qu'au bout de seulement 25 ms, la partie hachée de ce courant, à cause de la MLI, se stabilise avec une valeur moyenne proportionnelle à la puissance active fournie par l'éolienne, soit une valeur de 5,5A.

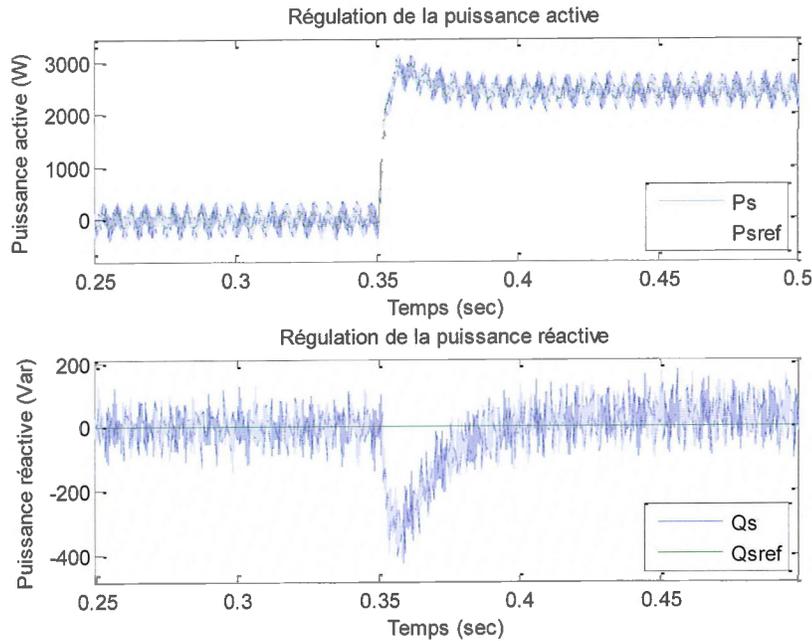


**Figure 4.11 : Régulation de la tension du bus DC, et forme d'onde du courant  $I_{DC}$  pour un échelon de puissance de 0 kW à 2,5 kW**

On peut donc dire que pour une puissance constante fournie par la génératrice de l'éolienne, le contrôle du côté du réseau fonctionne très bien avec une bonne précision et un temps de réponse rapide.

#### **4.3.2 Deuxième test : simulation en appliquant un échelon avec ajout d'une sinusoïde sur la puissance fournie par l'éolienne**

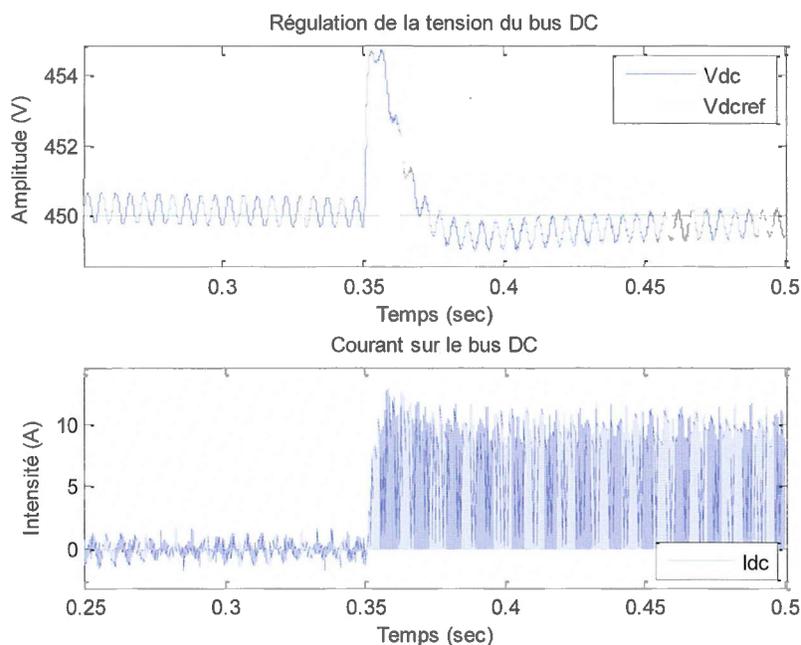
Le deuxième test de simulation effectué consiste à ajouter arbitrairement une composante sinusoïdale de puissance de 500 W de faible fréquence (200 Hz) à l'échelon du premier test. Ceci permettra de tester convenablement le temps de réponse du contrôle face à de petits changements de puissance très fréquents mais pas trop brutaux. Les résultats de simulation obtenus sont montrés aux figures 4.12 et 4.13.



**Figure 4.12 : Régulations des puissances active et réactive pour un échelon de puissance de 0 kW à 2,5 kW avec une oscillation de 500W à 200 Hz**

L'analyse de la figure 4.12 permet de constater que le temps de stabilisation du système au départ est très rapide et reste le même que celui du premier test, soit environ 10 ms. Le contrôle de la puissance active est efficace car la puissance mesurée et fournie au réseau  $P_s$  suit de façon fidèle l'onde sinusoïdale de 500 W de la puissance de référence  $P_{sref}$  avec seulement une petite ondulation due encore une fois à la fréquence de commutation. Au moment de l'application de l'échelon de puissance, on remarque qu'il y a un dépassement semblable au test précédent et la valeur mesurée de la puissance active se fonde avec la consigne. Quant à la puissance réactive fournie au réseau, on observe une petite ondulation d'amplitude 75 Var avec des pics à 100 Var autour de la consigne de 0 Var qui correspond à un facteur de puissance unitaire. Cette ondulation est due à l'onde sinusoïdale et à la fréquence de 5 kHz. De plus, un dépassement de 250 Var, proche à celui observé dans le premier test, est dénoté au moment de l'application de l'échelon de puissance active qui est vu comme une perturbation. Le système de régulation cherche donc à revenir

à sa valeur de référence. Après cet échelon, la puissance réactive retourne autour de 0 Var avec un temps réponse d'environ 40 ms.



**Figure 4.13 : Régulation de la tension du bus DC et forme d'onde du courant  $I_{DC}$  pour un échelon de puissance de 0 kW à 2,5 kW avec une oscillation de 500W à 200 Hz**

La figure 4.13 montre que la tension du bus DC, une fois stabilisée au démarrage, reste dans un petit intervalle de  $\pm 0,25$  V. Un léger dépassement d'environ 5 V, soit 1,11%, est observé au moment de l'application de l'échelon de puissance active, mais cet événement est négligeable à cause de son faible impact. Une faible ondulation est aussi observée après l'échelon; cependant, cette dernière est négligeable car elle correspond à 0,25 V comparé à la valeur nominale de 450 V.

Par ailleurs, le courant dans le bus DC comporte une ondulation avec une amplitude de 2,0 A à la même fréquence de 200 Hz. À l'instant de l'application de l'échelon de puissance, le courant effectue un dépassement de 10% de sa valeur maximale après stabilisation comme dans le premier test. Après l'échelon, l'ondulation reste toujours

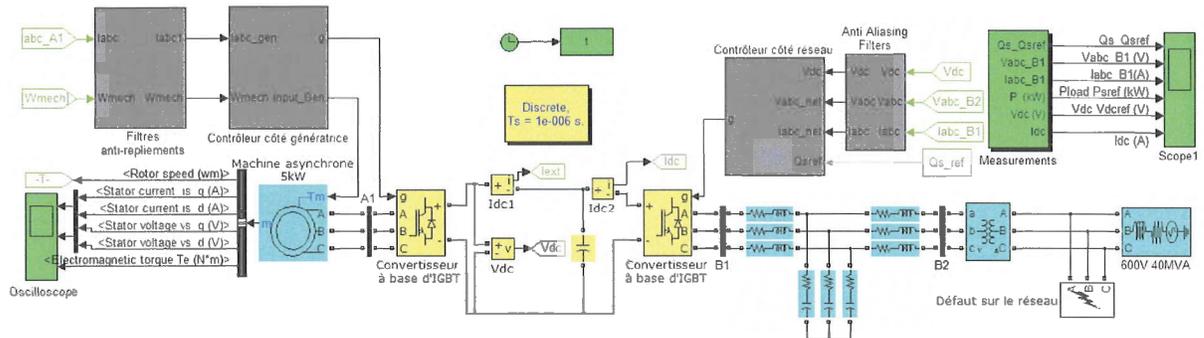
présente dans la forme d'onde hachée du courant avec une amplitude qui varie de  $\pm 2,5$  A en moyenne; cependant, la fréquence de cette ondulation reste la même, soit 200 Hz.

Même avec une puissance qui varie à une fréquence de 200 Hz avec une amplitude de 500 W, on remarque que le contrôle est très efficace et très rapide, et que les performances sont très bonnes.

#### **4.4 ESSAIS DU CONTRÔLE COMPLET DE LA CHAÎNE DE CONVERSION**

Maintenant que les deux contrôles du système éolien ont été simulés et que leurs performances respectives ont été vérifiées, le test de simulation final à effectuer consiste à connecter les deux parties de puissances de la chaîne de conversion du côté génératrice et du côté réseau et d'observer toutes les variables intéressantes afin de valider le bon fonctionnement de tout le système. En effet, le système au complet est testé afin de voir si l'échange de puissances active et réactive entre le système et le réseau se fait correctement et que les pertes sont minimales.

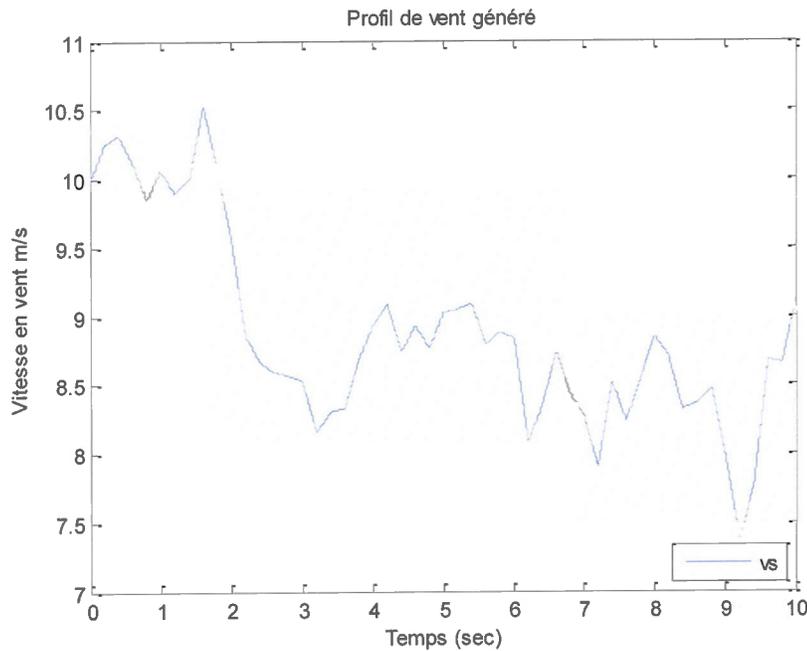
Pour ce faire, deux tests de simulation du système éolien sont effectués suivant que le réseau fonctionne normalement ou avec un défaut de court-circuit. Dans ce cas, les simulations sont effectuées avec une période d'échantillonnage fixe de 1  $\mu$ s en utilisant la méthode de calcul « ode3 (Bogacki-Shampine) ». Le schéma général du système éolien simulé est présenté à la figure 4.14.



**Figure 4.14 : Schéma-bloc simulé du système complet de la chaîne de conversion d'énergie éolienne**

#### 4.4.1 Premier test : simulation avec un réseau fonctionnant normalement

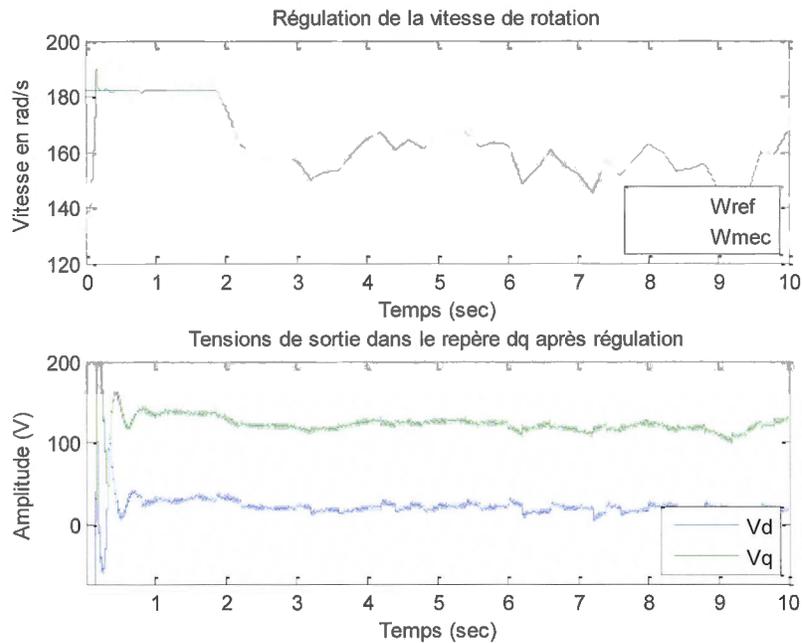
Le premier test de simulation effectué est fait directement avec un profil de vent généré par le modèle. Ainsi, la puissance active générée par la génératrice asynchrone est variable dans le temps suivant les variations du vent. Le profil de vent sur 10 s utilisé est montré à la figure 4.15 et les résultats de simulation du contrôle général de la chaîne de conversion éolienne sont présentés aux figures 4.16 à 4.19.



**Figure 4.15 : Profil de vent généré avec une vitesse moyenne de 8 m/s et une variance de 5**

Le profil de vent généré est le même que celui utilisé précédemment pour tester le contrôle du côté de la génératrice (avec une vitesse moyenne de 8 m/s et une variance de 2 pour le bruit blanc). Cependant, cette fois les calculs étant beaucoup plus nombreux et longs, le temps de simulation est considéré sur 5 s seulement, soit la moitié du temps de simulation précédent. Le profil de vent est adéquat pour valider le contrôle même sur 5 s avec une vitesse variant de 7 à 11 m/s, ce qui correspond à un vent moyen avec quelques changements brusques.

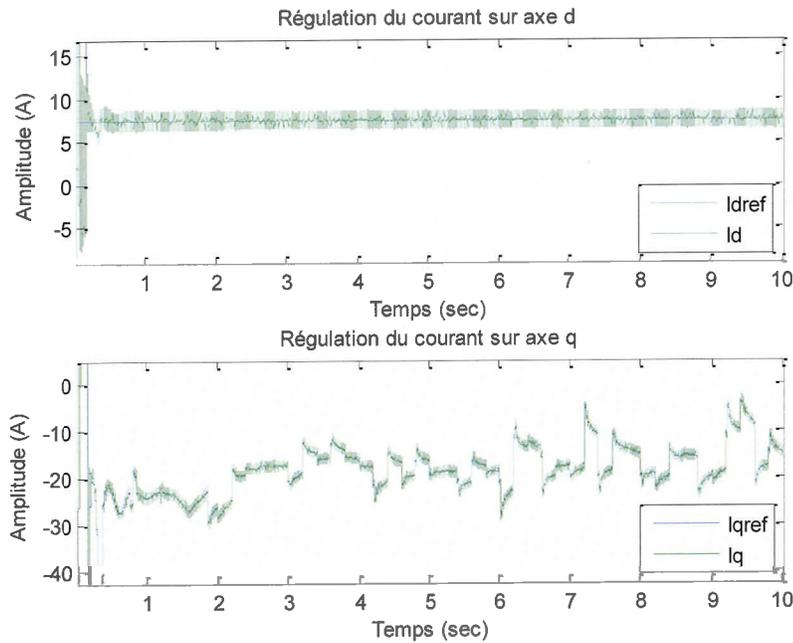
La simulation effectuée a permis de tracer l'évolution de la vitesse de rotation de la machine asynchrone ainsi que les tensions  $V_d$  et  $V_q$  de cette dernière en fonction du temps. Ces courbes sont présentées à la figure 4.16.



**Figure 4.16 : Régulation de la vitesse de rotation de la machine, et tensions  $V_d$  et  $V_q$  de la génératrice pour le profil de vent généré**

La figure 4.16 permet de remarquer que la régulation de la vitesse de rotation de la génératrice se fait correctement autour de la vitesse optimale avec un contrôle de la machine qui s'éloigne un peu lors des changements rapides du couple en entrée mais aucunement de façon significative. En effet, la vitesse de la génératrice varie jusqu'à 0,5 rad/s autour de la vitesse de référence, ce qui correspond à 0,26% de la valeur nominale et peut être considéré comme négligeable. Le régime transitoire au début de la simulation représente tout simplement l'initialisation du système et prend environ 0,75 s qui correspond temps de réponse le plus long dans les dynamiques de réponse des variables.

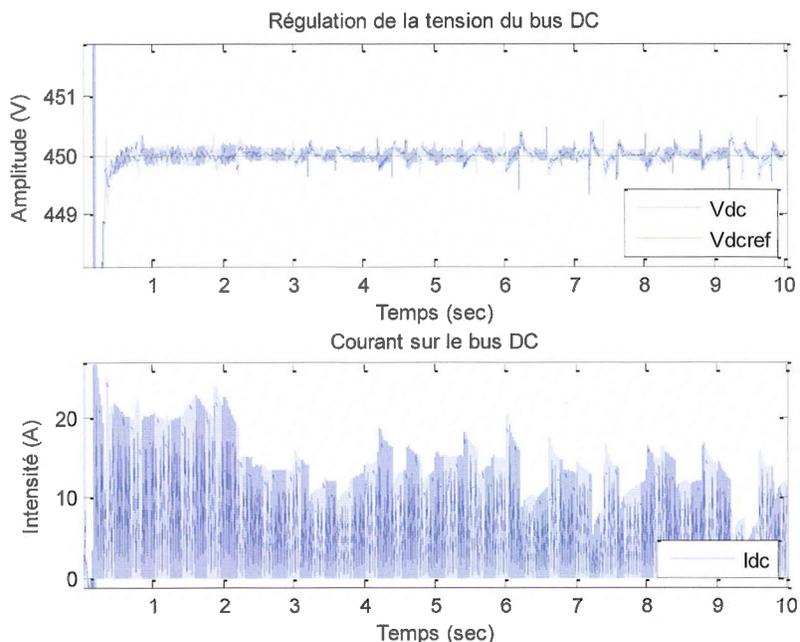
Les tensions aux bornes de la machine électrique sont stables même si quelques variations sont observées lors des rafales de vent. Le découplage (compensation des tensions) est quand même satisfaisant car l'amplitude des variations est négligeable comparée à la valeur nominale de la tension de la génératrice.



**Figure 4.17 : Régulation des courants  $I_d$  et  $I_q$  de la génératrice pour le profil de vent généré**

D'autre part, la régulation du courant dans l'axe  $d$  fonctionne correctement et est semblable aux résultats observés dans la section 4.2.2 (cf. figure 4.17). Une ondulation est toujours présente dans ce courant d'une amplitude de 1 A autour de la valeur de référence de 7,88 A correspondant au courant nécessaire pour avoir le flux nominale au rotor.

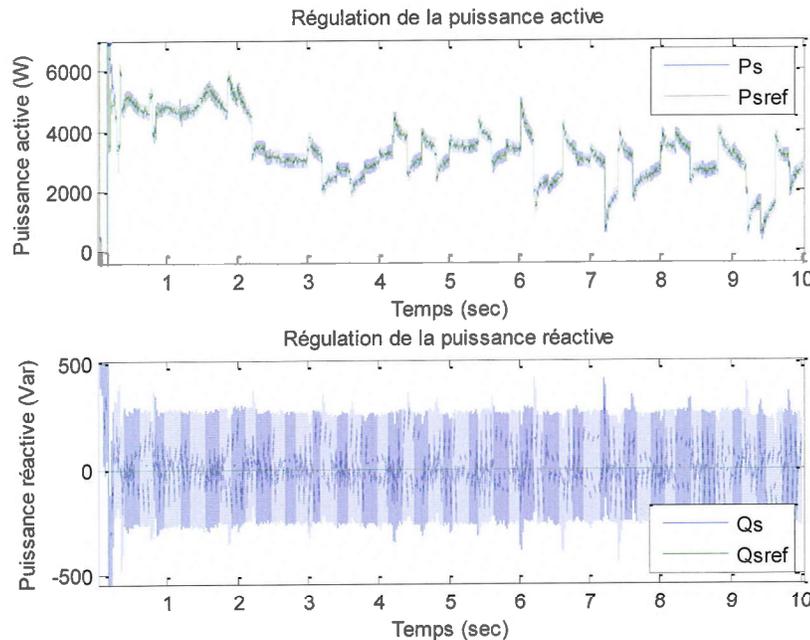
Concernant le courant dans l'axe  $q$ , le même constat est obtenu pour les performances du contrôle : la régulation est efficace même si une petite ondulation de 0,5 A est observée qui est due à la présence des convertisseurs et de la fréquence de commutation de 5 kHz. Malgré les changements brusques du couple, le courant suit la consigne de référence avec un temps de réponse rapide. Encore ici, on peut observer que le découplage par compensation des tensions est très bon car il n'y a pas d'impacts notables d'un courant sur l'autre. On peut donc dire que les performances sont similaires à celles observées dans le de la section 4.2.2.



**Figure 4.18 : Régulation de la tension du bus DC et forme d'onde du courant  $I_{DC}$  pour le profil de vent généré**

La régulation de la tension du bus DC est un point critique du contrôle car c'est le lien entre les deux parties de puissance du système. Comme il a été vu précédemment, la figure 4.18 montre que la régulation de la tension du bus DC est efficace et ce même pour des changements de puissance importants. Le dépassement maximal observé est de 0,55 V, soit 0,12% de la valeur de référence, ce qui est tout à fait négligeable.

La tension DC étant régulée, c'est le courant continu qui va varier selon la puissance fournie par la génératrice, ce qui est constaté à la figure 4.18. Encore une fois le courant ici est haché à 5 kHz d'où l'allure de la courbe.



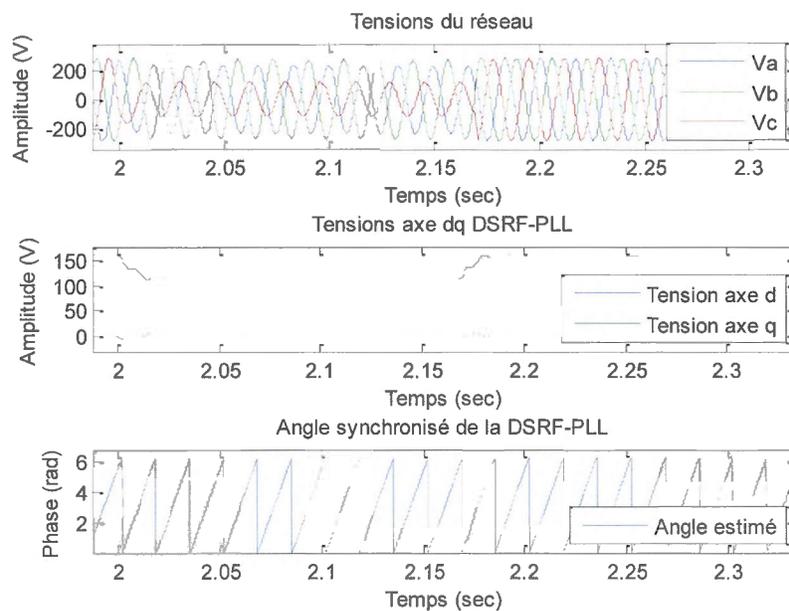
**Figure 4.19 : Régulation des puissances active et réactive du côté réseau pour le profil de vent généré**

Du côté du réseau, la figure 4.19 montre que le contrôle des puissances active et réactive fournies au réseau fonctionne correctement. La puissance active suit sa référence selon la puissance fournie par le vent avec une petite ondulation d'un maximum de 200 W. Cette dernière n'est pas très significative comparée à la valeur de puissance active variant de 300 W à 5500 W. Le régime transitoire au début de la simulation est dû à l'initialisation du système.

Quant à la puissance réactive, sa valeur est gardée très proche de 0 Var même si elle s'écarte de cette référence jusqu'à 250 Var avec quelques pics à 450 Var. Ces écarts sont la conséquence de la présence d'un convertisseur à base de transistors avec une fréquence de commutation à 5 kHz. Le facteur de puissance est souhaité le plus proche de 1 et en prenant la valeur maximale de la puissance réactive obtenue avec le contrôle, il possède une valeur minimale de 0,9990, ce qui est très convenable.

#### 4.4.2 Deuxième test : simulation avec un réseau en défaut de court-circuit

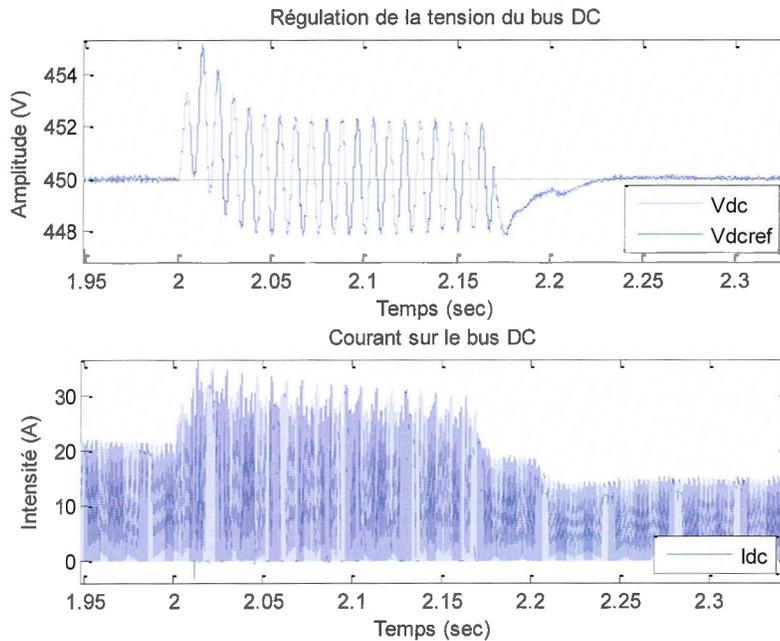
Le deuxième test de simulation consiste à ajouter un défaut sur le réseau. Le défaut choisi est un court-circuit d'une phase à la terre appliqué à  $t = 2$  s, pendant 10 périodes du réseau, soit 166,7 ms. Les tensions du réseau et les sorties de la PLL qui résultent après l'application du défaut sont présentés à la figure 4.20, tandis que les différentes performances du système obtenues sont présentées aux figures 4.21 à 4.24.



**Figure 4.20 : Tensions  $abc$  du réseau et sorties de la DSRF-PLL obtenues suite au défaut appliqué à  $t = 2$  s**

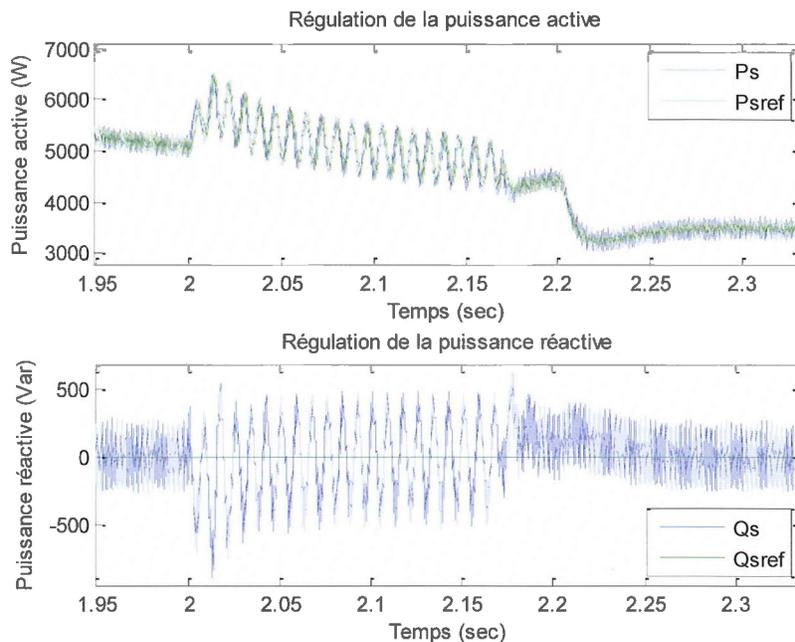
À partir de la figure 4.20, on remarque que les tensions du réseau sont très affectées par le défaut de court-circuit de la phase  $a$  à la masse. Cependant, la boucle DSRF-PLL effectue très bien son travail de synchronisation et la phase instantanée n'est pas influencée par ce défaut. Par ailleurs, une baisse de tension est observée sur la tension dans l'axe  $d$  en sortie de la boucle DSRF-PLL. Le réseau équilibré, qui est une image du réseau en défaut, possède donc des tensions triphasées inférieures à la valeur nominale de 208 V. Le plus

important étant la phase obtenue car c'est elle qui nous permet d'effectuer les transformations directe et inverse de Park, les performances du contrôle ne sont pas très perturbées par ce défaut.



**Figure 4.21 : Régulation de la tension du bus DC et forme d'onde du courant avec un défaut sur le réseau à  $t = 2$  s**

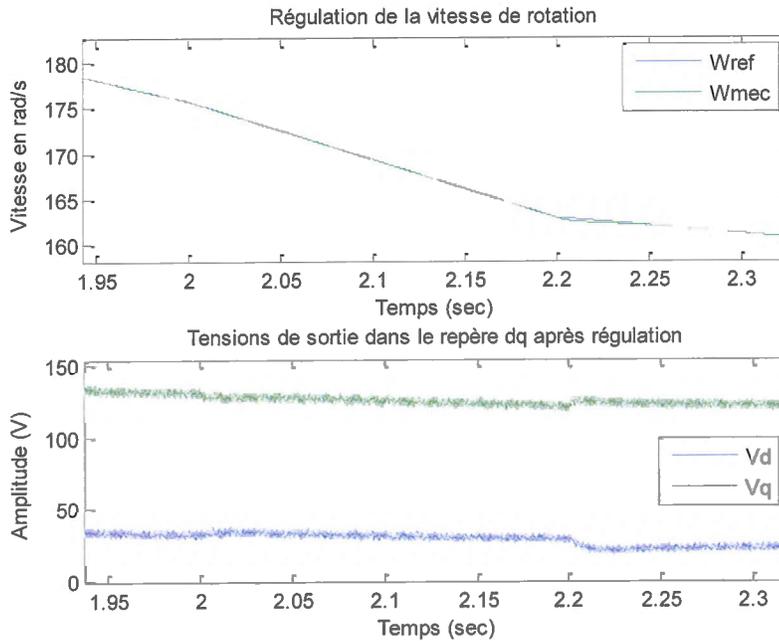
En effet, on constate à partir de la figure 4.21 que la tension du bus DC reste stable malgré l'application du défaut. Un dépassement avec ondulations de 4,5 V, soit 1% de la référence, est observé au moment du défaut pour ensuite se stabiliser entre  $\pm 2$  V, ce qui est équivalent à 0,44% de la consigne. Ces écarts par rapport à la consigne ne sont pas significatifs et peuvent être acceptables pour notre système. Ils sont dus au défaut sur le réseau qui vient perturber l'amplitude de  $V_{sd}$  et  $V_{sq}$  en sortie de la boucle DSRF-PLL et donc la valeur du courant de référence (voir équations (3.33) et (3.34)). Le courant sur le bus DC quant à lui est beaucoup plus affecté par le défaut même s'il est toujours stable et effectue son rôle correctement selon la puissance générée par la machine asynchrone.



**Figure 4.22 : Régulation des puissances active et réactive fournie au réseau avec un défaut appliqué à  $t = 2$  s**

Concernant le flux de puissance (cf. figure 4.22), la puissance active fournie par la génératrice reste la même que pour le test précédent mais le réseau est en défaut, donc pour garder le facteur de puissance égal à 1, la régulation des puissances suivra les signaux de puissance de référence. C'est aussi ce qui est observé à la figure 4.21 où une ondulation autour des signaux de référence est constatée lors de l'apparition du défaut. Pour la puissance active, dont la référence est d'environ 5000 W au moment du défaut, un dépassement de 25% (soit environ 1250 W) est constaté pour ensuite diminuer à une ondulation d'amplitude 450 W, soit 14,1% de la consigne. Cette ondulation traduit la régulation en incluant la boucle DSRF-PLL qui essaie de transférer une puissance compatible au réseau en défaut. D'autre part, la puissance réactive s'éloigne plus de sa consigne lors du défaut. Le même genre d'ondulation que pour la puissance active est présent autour de la référence et passe de 250 Var à 500 Var, avec un bref maximum à 750 Var, qui traduit un contrôle essayant de transférer une puissance compatible avec le réseau

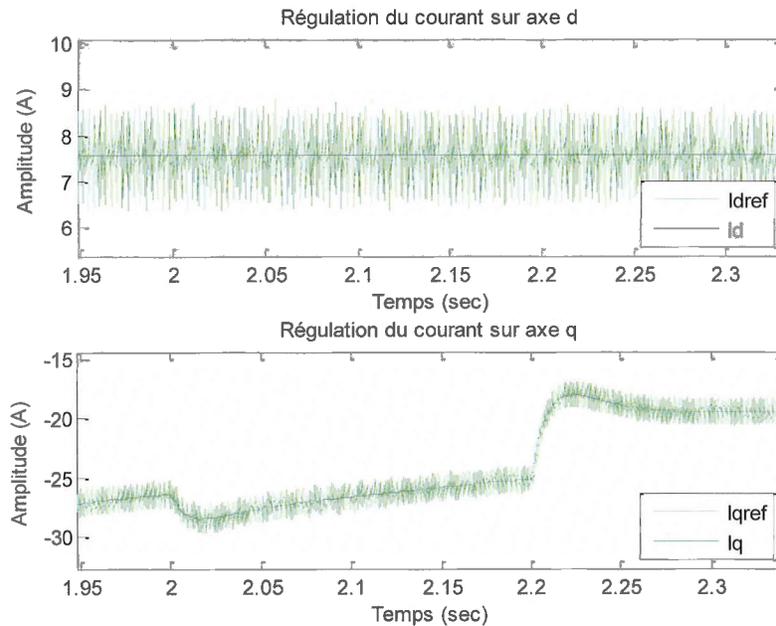
en défaut, ce qui est assez difficile. Le facteur de puissance à ce moment est de 0,9909. Néanmoins, on constate que même avec une phase court-circuitée à la masse, le facteur de puissance reste très proche de 1.



**Figure 4.23 : Régulation de la vitesse de rotation de la machine et tensions  $V_d$  et  $V_q$  de la génératrice avec un défaut sur le réseau**

Le contrôle du côté réseau faisant correctement son travail de régulation, la perturbation sur le réseau ne se dénote pas du côté de la génératrice. La vitesse de rotation suit toujours sa consigne et les tensions aux bornes de la génératrice sont très semblables à celles observées lors du test sans défaut sur le réseau (cf. figure 4.23).

De plus, le contrôle sur les courants dans le repère ( $d$ ,  $q$ ) de la figure 4.24 est aussi similaire à ce qui a été observé dans la section 4.1.2 si on considère seulement la partie agrandie qui correspond au moment du défaut. Des ondulations autour de leurs références respectives sont présentes mais rien ne démontre que le défaut sur le réseau a un impact sur la génération de l'énergie par la turbine éolienne.



**Figure 4.24 : Régulation des courants  $I_d$  et  $I_q$  de la génératrice avec un défaut sur le réseau**

#### 4.5 CONCLUSION

Dans ce chapitre, les modèles mathématiques des composants de la chaîne de conversion d'énergie éolienne ont été implantés et simulés avec le logiciel *MATLAB/Simulink*. Les deux contrôles, du côté de la génératrice et du côté du réseau, ont été ajoutés et des scénarios de tests par simulation ont été effectués. Chaque test a démontré que les deux contrôles ont de très bonnes performances et un bon temps de réponse pour la régulation. Une fois couplés ensemble, le contrôle général obtenu montre d'aussi bonnes performances car les deux contrôles n'ont presque pas d'influence l'un sur l'autre.

Dans le chapitre suivant, nous présentons le banc d'essai éolien qui a été réalisé afin de tester expérimentalement dans un environnement contrôlé les stratégies de contrôle étudiées et simulées. Ceci permettra ensuite de comparer les résultats pratiques aux résultats théoriques de simulation.

## **CHAPITRE 5**

### **BANC D'ESSAI ÉOLIEN**

#### **5.1 INTRODUCTION**

Afin de valider expérimentalement les observations faites précédemment, un banc d'essai a été monté en partenariat avec le Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne (LREE). C'est un émulateur en temps réel du système de génération d'énergie électrique par la turbine éolienne. Nous allons présenter ce banc d'essai pour ensuite détailler le circuit de puissance et le circuit de commande afin de mieux comprendre son fonctionnement.

#### **5.2 PRÉSENTATION DU BANC D'ESSAI ÉOLIEN**

Le banc d'essai éolien qui est mis en place dans le cadre de ce projet est la première phase d'un système expérimental (banc d'essai général). Cette première phase est le noyau d'un futur micro-réseau que le LREE est en train de mettre en place. La partie puissance de ce dernier, qui n'a pas encore été achevé complètement, sera articulée autour d'un bus commun triphasé à 208 V avec un fils de neutre (cf. figure 5.1). Une génératrice diesel et d'autres sources d'énergies renouvelables (solaire, éolienne ou biomasse,...) pourront s'y greffer par la suite. Un dispositif de transfert de la puissance au réseau est intégré avec la possibilité de faire des tests en réseau autonome.

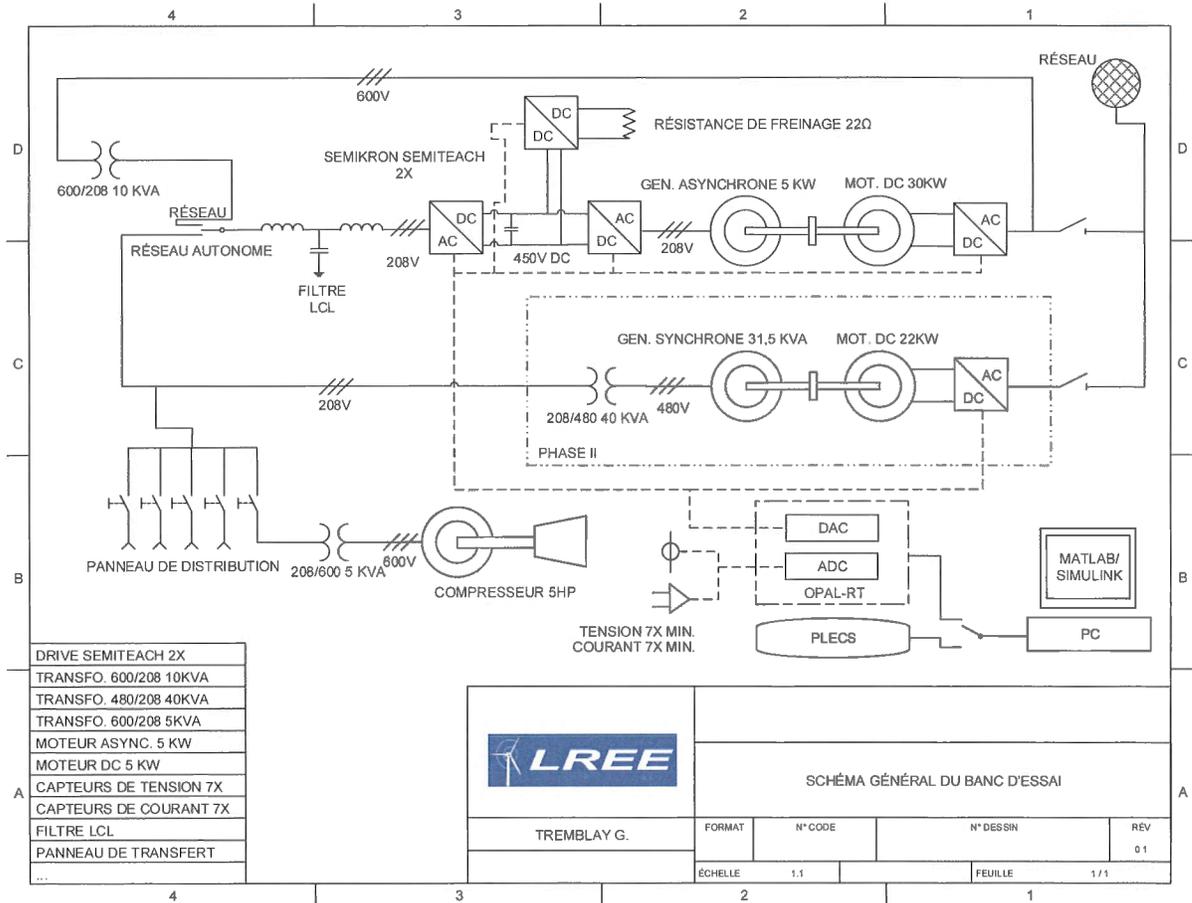


Figure 5.1 : Schéma de câblage du banc d'essai général

Ce banc d'essai général est composé des éléments suivants :

- Ordinateur RT-Lab de la compagnie Opal-RT : il s'agit d'un simulateur et contrôleur en temps réel via un ordinateur connecté en réseau local en utilisant le logiciel *MATLAB/Simulink* ;
- Moteur DC avec son variateur de vitesse : la machine à courant continu, qui est alimentée par son convertisseur statique qu'on peut contrôler soit en vitesse ou en couple, permet d'émuler le comportement d'une turbine éolienne réelle ;

- Machine asynchrone : la génératrice qui va produire de l'énergie éolienne ;
- Convertisseurs statiques et bus DC ;
- Connexion au réseau électrique ou au réseau autonome ;
- Réseau autonome avec son panneau de distribution et un compresseur pour stocker l'énergie générée en surplus ;
- Autres sources d'énergie électrique : génératrice diesel, panneau solaire, etc.

Le schéma de principe de la partie du système expérimental (banc d'essai éolien) qui a été réalisé pour ce projet est donné à la figure 5.2. Cette réalisation comprend le câblage de l'ensemble moteur DC/génératrice asynchrone, des deux convertisseurs statiques bidirectionnels, d'une armoire d'interconnexion pour transférer l'énergie vers le réseau ainsi qu'un système de contrôle et d'acquisition.

Le banc d'essai éolien permet de simuler l'action du vent sur la génératrice asynchrone et de développer des algorithmes de contrôle de l'éolienne et de l'interface au réseau. Étant modulaires, les deux convertisseurs permettent de traiter une multitude de conversion : AC-DC-AC, AC-DC, DC-AC, DC-DC. Ils incluent un redresseur à diodes, un onduleur à transistors IGBT et un hacheur. Dans notre cas, seule la partie onduleur à transistors IGBT est utilisée : un convertisseur agissant comme redresseur et l'autre comme inverseur.

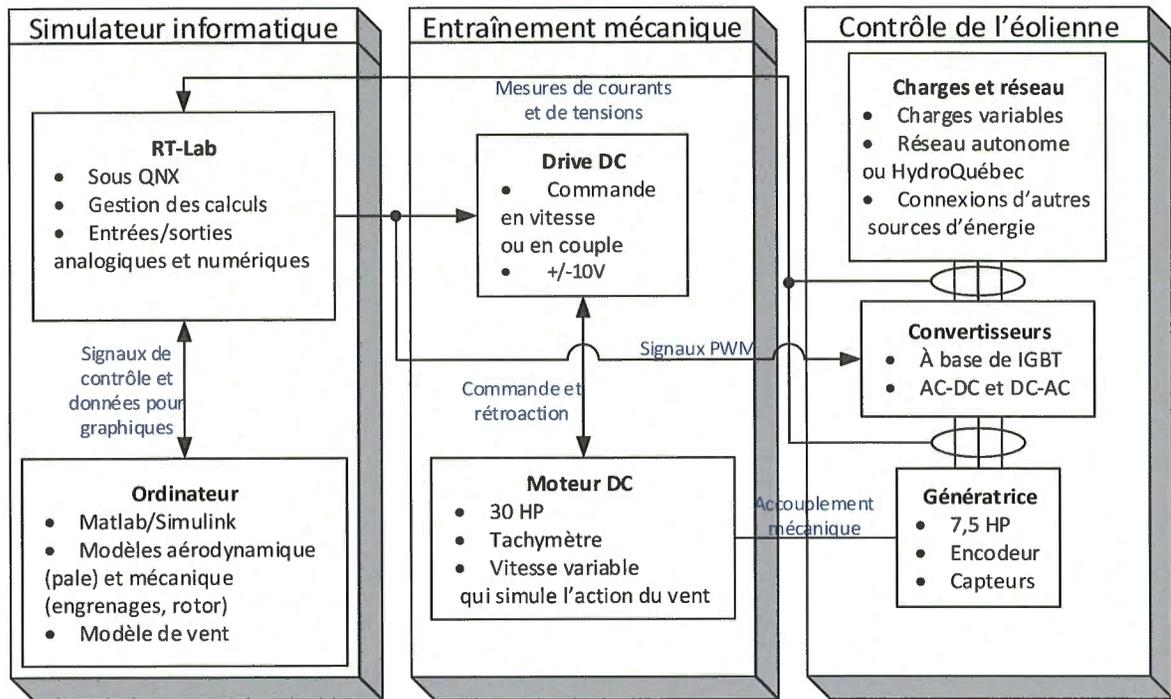


Figure 5.2 : Schéma fonctionnel du banc d'essai

D'un point de vue schématique, le câblage électrique des différents composants du circuit de puissance du banc d'essai éolien est fait tel que présenté à la figure 5.3. Des fusibles, des disjoncteurs et un relais de protection sont ajoutés afin de sécuriser le montage et d'éviter de briser des composants électriques. La possibilité d'ajouter une autre source d'énergie pour tester des systèmes hybrides éolien-diesel et/ou éolien-solaire, par exemple, est aussi prévue dans le montage effectué pour ce projet. Par ailleurs, un interrupteur en sortie est positionné afin de pouvoir être connecté au réseau électrique Hydro-Québec ou bien de simuler un réseau local isolé. Ceci permettra d'avoir un banc d'essai versatile permettant d'étudier plusieurs configurations et d'intégration des énergies renouvelables.

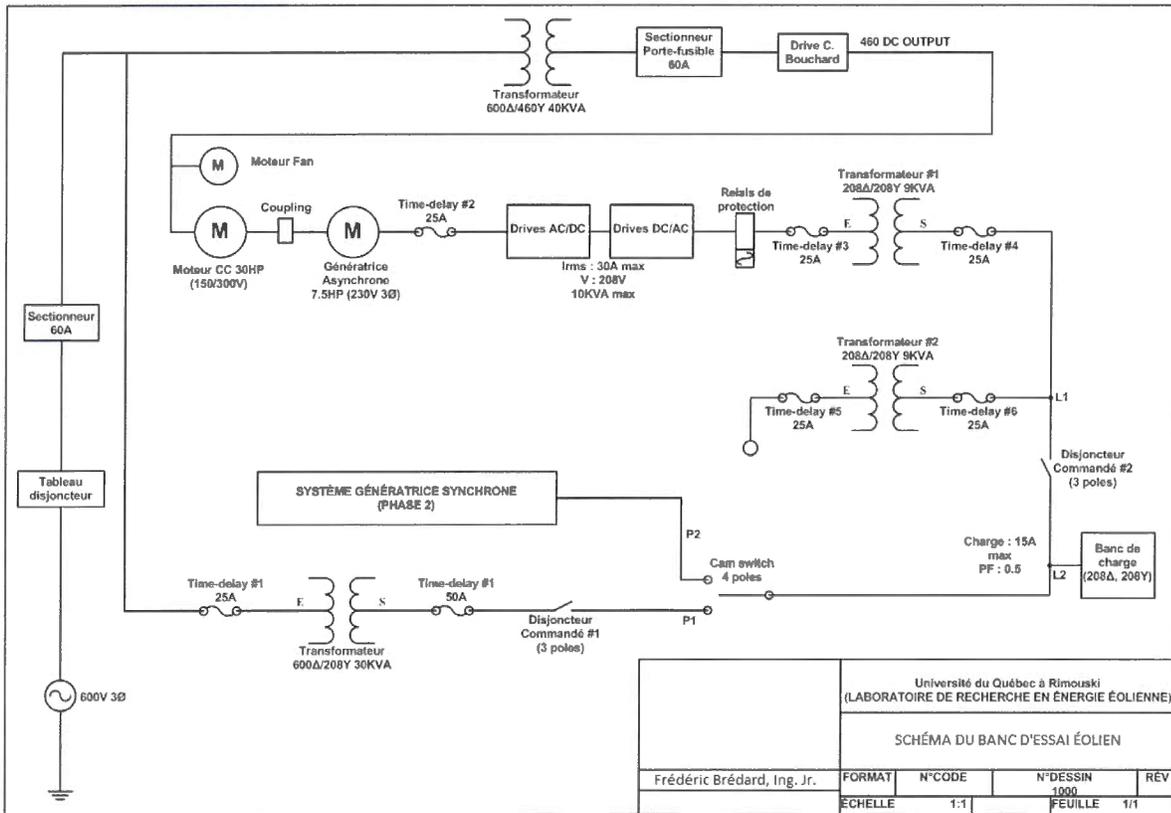


Figure 5.3 : Schéma de câblage du circuit de puissance du banc d'essai éolien

En ajoutant le circuit de commande et en enlevant quelques éléments de puissance pour simplifier le schéma électrique, on peut voir l'intégration du contrôleur RT-Lab au sein du système (cf. figure 5.4). C'est en effet cet ordinateur qui reçoit les signaux de tous les capteurs et envoie les signaux de contrôle nécessaires à la bonne régulation du système.

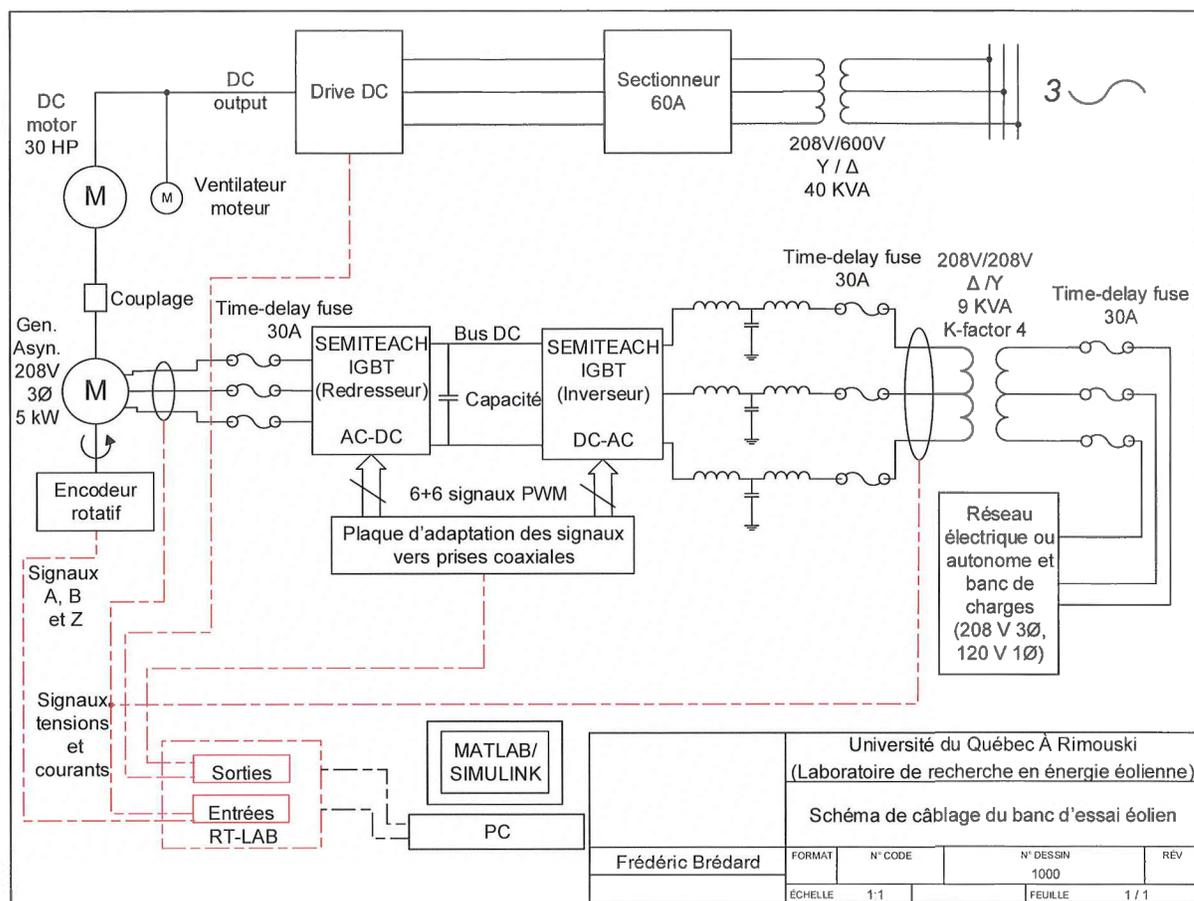


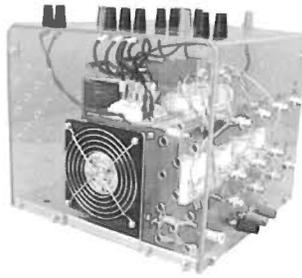
Figure 5.4 : Schéma de câblage du banc d'essai éolien avec le circuit de commande

Maintenant que la présentation générale du banc d'essai a été effectuée, il est de temps de regarder de plus près les caractéristiques de chaque composant de ce banc.

### 5.3 CIRCUIT DE PUISSANCE

#### 5.3.1 Convertisseurs statiques

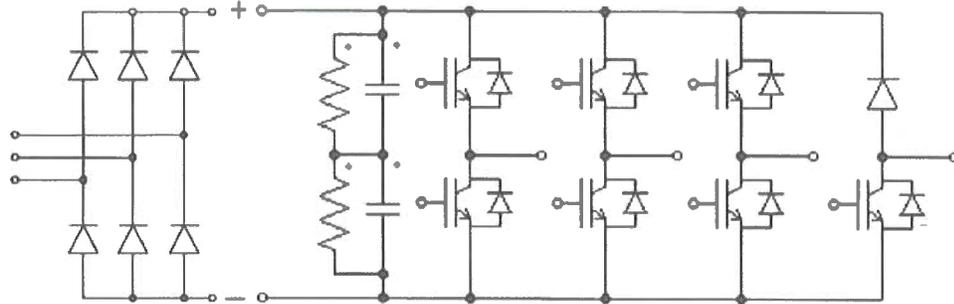
Les convertisseurs statiques utilisés pour transférer adéquatement l'énergie électrique produite par l'éolienne vers le réseau, sont des produits de la compagnie Semikron (cf. figure 5.5, cette figure est prise de la fiche technique des convertisseurs Semiteach). Grâce à eux, l'énergie triphasée AC est convertie en DC pour ensuite être retransformée en AC synchronisée avec le réseau, à l'aide de la commutation des transistors IGBT.



**Figure 5.5 : Boîtier contenant le convertisseur Semiteach**

Dans le boîtier, il y a un redresseur à diodes, un onduleur et un hacheur. Le banc d'essai éolien n'utilise que la partie onduleur des convertisseurs, un en tant que redresseur et l'autre en tant qu'inverseur, car le contrôle se fait grâce à la MLI sur la commande des transistors. Du côté AC de chaque onduleur, la tension maximale possible est  $230 V_{RMS}$ , et pour un courant nominal de 30 A (cf. figure 5.6). Le bus DC est capable de supporter une tension de 600 V pour un courant nominal de 30 A. Ce bus DC est articulé autour de deux capacités de  $2200 \mu F$  en série, soit au total  $1100 \mu F$  avec une tension maximale à leurs bornes de 800 V. Quand les deux convertisseurs sont branchés pour créer un pont AC-DC-AC, il y a alors deux condensateurs de  $1100 \mu F$  connectés en parallèle, ce qui donne finalement une capacité de  $2200 \mu F/800 V$  pour le bus DC.

En effet, plusieurs composants, comme les transistors, ont tendance à chauffer pendant leur utilisation. Ainsi, pour refroidir le boîtier des convertisseurs, un système de refroidissement par ventilateur est intégré et doit être alimenté à 230 V.



**Figure 5.6 : Schéma électrique de la partie de puissance du module Semiteach**

Les signaux de commande des transistors IGBT envoyés par le module RT-Lab sont de type logique et doivent avoir une amplitude de 0-15 V. À noter que les convertisseurs ont besoin d'être alimentés à 15 V de façon externe, et que l'alimentation peut être mise en série avec le capteur de température pour assurer la protection de ces convertisseurs en cas de surchauffe.

### 5.3.2 Génératrice asynchrone et turbine éolienne

La génératrice utilisée pour le banc d'essai est une machine asynchrone à cage d'écurieul «TEP7.54» de la compagnie Phelan Brothers Electromec d'une puissance de 7,54 HP, ce qui correspond à environ 5 kW comme mentionné dans la section 2.4.2.

**Tableau 5.1 : Paramètres de la génératrice asynchrone TEP7.54 [22]**

<i>Paramètre</i>	<i>Symbole</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>
<i>Nombre de pôles par phase</i>	$p$	4	---
<i>Puissance nominale</i>	$S_{\text{rotor}}$	5595	VA
<i>Tension efficace nominale de ligne</i>	$V_{\text{rotor}}$	208	V
<i>Fréquence nominale</i>	$f_{\text{rotor}}$	60	Hz
<i>Rapport des réactances de fuite</i>	$X_{\text{ls}}/X'_{\text{lr}}$	1	---
<i>Résistance de phase du stator</i>	$R_s$	209,6	mΩ
<i>Résistance de phase du rotor</i>	$R'_r$	299,1	mΩ
<i>Inductance de fuite du stator</i>	$L_{\text{ls}}$	1,901	mH
<i>Inductance de fuite du rotor</i>	$L'_{\text{lr}}$	1,901	mH
<i>Inductance magnétisante</i>	$L_m$	55,76	mH
<i>Inertie du rotor</i>	$J$	64,90E-03	kg×m <sup>2</sup>
<i>Coefficient de frottement</i>	$F$	5,632E-03	kg×m <sup>2</sup> ×s <sup>-1</sup>

Le tableau 5.1 présente un rappel des paramètres de la génératrice asynchrone considérée et qui a été caractérisée dans la référence [22]. Cette génératrice est couplée mécaniquement à un moteur DC qui sert à simuler l'action du vent sur la turbine éolienne. Ce moteur est d'une puissance de 30 kW et peut être contrôlé soit en vitesse soit en couple par un signal analogique de +/-10 V via l'ordinateur RT-Lab. Les valeurs extrêmes de +10 V et -10 V correspondent aux valeurs nominales de vitesse et de couple du moteur DC, respectivement 1750 tr/min et 119 Nm.

### 5.3.3 Paramètres du rotor considéré pour l'émulation

Pour émuler correctement l'impact du vent sur la génératrice de l'éolienne, il faut utiliser les paramètres mécaniques pour une turbine éolienne les plus réels possibles. Pour cela, les données techniques de plusieurs modèles d'éoliennes existantes de même puissance que la génératrice ont été étudiées (i.e. *Easywind 6 kW*, *Saiam SA-5kW*,

*nov'turbine 5kW de Noveol, HY5-AD5.6kW de Huaying, IVS-4500-BT 4.2kW de INVAP, Aerogenesis 5 kW).*

Le diamètre du rotor de notre turbine éolienne mesure 5 m et comporte 3 pales. Son inertie est d'environ  $85 \text{ kg.m}^2$ . La tour a une hauteur de 15 m.

### 5.3.4 Câblage de l'armoire électrique

L'armoire électrique utilisée pour le banc d'essai est une armoire de la compagnie Hammond Electronics. Tout le circuit de puissance à l'exception des transformateurs est confinée dans cette armoire à savoir les fusibles sur chaque section de câbles, les connexions vers les transformateurs ainsi que vers les machines et le réseau électrique, les convertisseurs statiques, le relais de protection ainsi que les disjoncteurs. Le travail de câblage effectué pour ce projet est montré la figure 5.7.



**Figure 5.7 : Vue d'intérieur de l'armoire électrique**

## 5.4 CIRCUIT DE COMMANDE

Du point de vue contrôle, le banc d'essai possède un encodeur rotatif de 2048 impulsions par tour, huit capteurs de tension, huit capteurs de courant, et la possibilité de contrôler la vitesse du moteur d'entraînement directement à partir d'un signal analogique. Le tout est relié à un ordinateur de calcul RT-Lab de la compagnie Opal-RT. L'intégration du circuit de commande a été un gros travail car il faut réunir tous les signaux de mesure et de contrôle afin de les acheminer vers le module RT-Lab.

### 5.4.1 Cartes de mesure de courant

Les cartes de mesure de courant sont conçues autour d'un capteur de courant à effet Hall (de type LA 100-P de la compagnie LEM). Le schéma du circuit électrique des cartes de mesure du courant conçues et fabriquées est donné à l'annexe I.

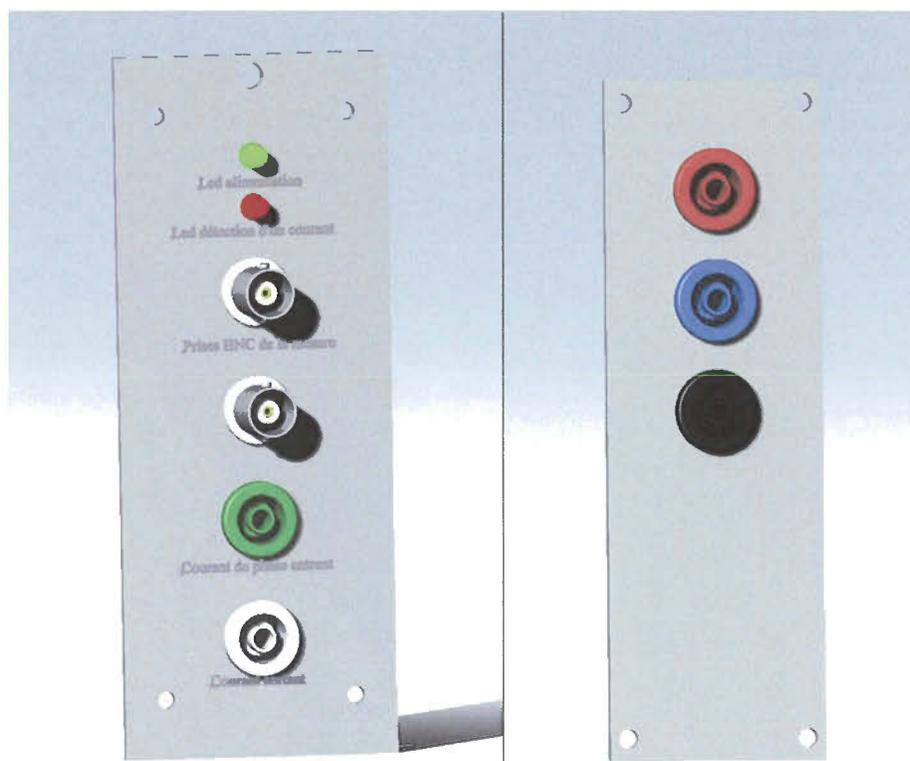
Le capteur utilisé peut capter des courants allant jusqu'à 100 A. Le rapport de transformation est de 1/2000. Ce qui veut dire que pour des courants à l'entrée du capteur variant de 0 à 100 A, il y aura en sortie un courant de 0 à 50 mA. La résistance choisie en sortie est de 52,3  $\Omega$ , ce qui donne une tension pointe mesurée de 0 à 2,615 V (cf. annexe I). Un amplificateur de précision (INA126P) avec un gain de 5 est aussi utilisé et qui permet d'avoir une tension qui varie entre 0 et 13,075 V. C'est cette tension qui est traitée par le calculateur RT-Lab via le connecteur J2. Cependant, des diodes zener sont utilisées afin de limiter la tension à la sortie de l'amplificateur à  $\pm 9,9$  V (9,1 V +0,8 V), et optimiser la précision de l'entrée de la carte du module RT-Lab pour la plage d'opération considérée.

En fait, le signal à la sortie sur le connecteur J2 sature quand le courant à l'entrée du capteur du courant dépasse :

$$\frac{9,9V}{5 \times 52,3\Omega} \times 2000 = 75,717A$$

L'alimentation de la carte de mesure du courant est externe. De plus, des fusibles de protections sont installés sur la carte ainsi que des diodes polarisées sur le +15 V et le -15 V pour empêcher de détériorer les composants en cas d'inversion des bornes de l'alimentation.

Le circuit imprimé de cette carte est conçu pour entrer dans un boîtier en aluminium afin de protéger les composants et les câblages contre les effets de la compatibilité électromagnétique due au fonctionnement du banc d'essai (cf. figure 5.8). De plus, il a été nécessaire d'éloigner le capteur des autres composants à l'intérieur du boîtier et de l'isoler dans un coin du boîtier avec une plaque de métal à cause de la composante à hautes fréquences (due à la MLI) du signal du courant.



**Figure 5.8 : Façades des boîtiers de rangement pour les cartes de mesure de courant**

Notons que l'interface entre les différentes cartes de mesures des courants et le module RT-Lab se fait par l'intermédiaire d'un câble National Instruments SH96-96 à 96 broches. Une adaptation entre les cartes de mesures et la câble permettant d'amener les signaux vers l'ordinateur RT-Lab est présentée dans la section 5.4.5.

#### 5.4.2 Cartes de mesure de tension

Les cartes de mesure de tension sont conçues à partir d'un capteur de tension utilisant l'effet Hall : de type LV 25-P de la compagnie LEM (cf. figure 5.7). Le schéma du circuit électrique de ces cartes est présenté à l'annexe II.

Le capteur de tension considéré peut mesurer des tensions de 10 à 500 V. La tension maximale de 500 V est utilisée pour choisir la résistance en entrée du capteur pour un courant de 10 mA (cf. annexe II). Ce qui correspond à une résistance de 50 k $\Omega$  avec une puissance de  $P = U \times I = 500 \text{ V} \times 10 \text{ mA} = 5 \text{ W}$  .

Pour 10 mA en entrée, on obtient 25 mA en sortie. La résistance en sortie doit se trouver entre 100 et 350  $\Omega$ . Si on souhaite réutiliser le montage de la carte de courant, il nous faut une tension de l'ordre de 2,5 V pour la valeur maximale de l'entrée. Avec une résistance de mesure de 100  $\Omega$ , on obtient  $100 \times 25 \times 10^{-3} = 2,5 \text{ V}$  en sortie pour une tension de 500 V en entrée. Ainsi le même montage que pour la carte de mesure de courant est utilisé à la suite de ce circuit pour le capteur. La tension en sortie sature pour une valeur en entrée de :

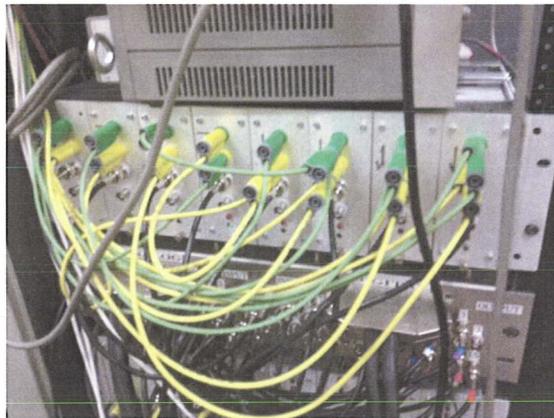
$$\frac{9,9V}{5 \times 100 \times 2,5} \times 50k = 396 \text{ V}$$

Ceci convient parfaitement car la génératrice sort au maximum 230 V et les tensions ligne-ligne du réseau à ce niveau sont de 208 V. On a une marge de sécurité pour les surtensions. La tension à mesurer est amenée à la carte de mesure par câble et fiches de

type bananes. Pour la mesure de la tension du bus DC, il suffira d'enlever le cavalier qui permet de déconnecter les diodes zener et ainsi ne plus limiter la tension de mesure entre +/- 9,9 V et pouvoir exploiter la pleine plage de mesure jusqu'à 500 V.

Comme pour les cartes de mesure du courant, les mêmes ajouts sont effectués sur ces cartes et le même type de boîtier est utilisé pour protéger les signaux de mesures contre les perturbations électromagnétiques entourant le banc d'essai.

Les boîtiers de mesures de courant et de tension sont intégrés dans l'armoire à l'aide de deux modules pouvant contenir 8 boîtiers chacun (cf. figure 5.9). Les liaisons externes se font par l'intermédiaire de connecteurs pour câbles flexibles de différents diamètres.



**Figure 5.9 : Module contenant quatre boîtiers de mesure de tension et quatre boîtiers de mesure de courant**

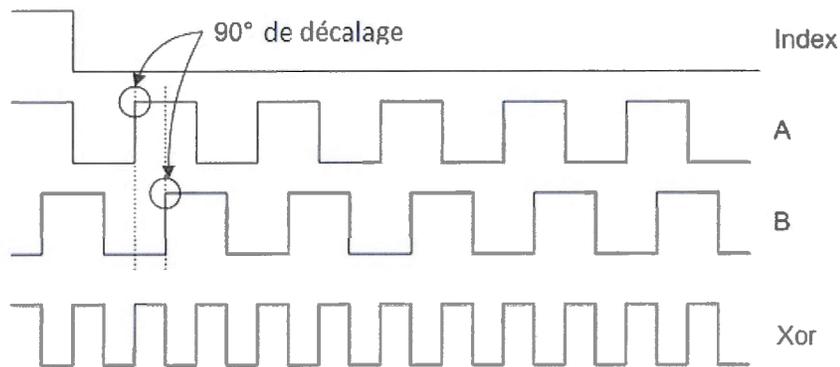
### 5.4.3 Encodeur rotatif

Dans le but d'obtenir la position angulaire du rotor ainsi que la vitesse de la génératrice asynchrone afin d'implanter la commande vectorielle de cette machine, un encodeur incrémental a été utilisé (modèle HS2020488120D de la compagnie Dynapar, cf. figure 5.8). À noter que pour les tests du système ici étudié, seule la vitesse angulaire est nécessaire.

Les spécifications techniques de cet encodeur sont les suivantes :

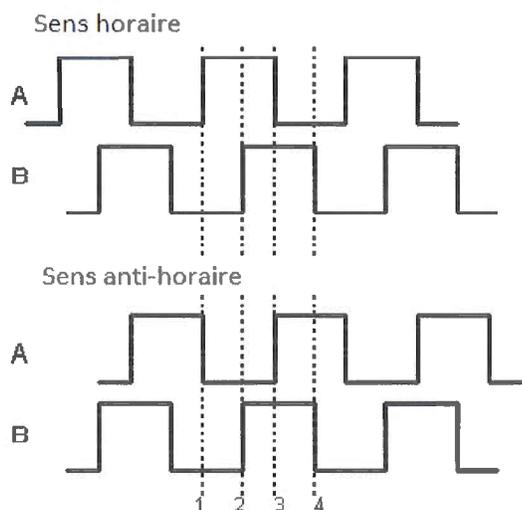
- 2048 impulsions par tour ;
- Sortie simple de 3 signaux : A, B (les 2 en quadrature), et l'index Z du passage à 0 ;
- Tension d'alimentation 5 à 26 V ;
- Tension de sortie de type « collecteur ouvert » 5 à 26 V ;

En exploitant les signaux fournis par l'encodeur, un programme a été développé et implanté dans le logiciel *MATLAB/Simulink* afin de calculer la position angulaire du rotor de la machine asynchrone (où l'angle varie de 0 à 2047). Afin d'effectuer ce calcul d'angle, comme pour tous les encodeurs, il faut faire une opération OU EXCLUSIF (XOR) entre A et B pour avoir la résolution maximum où chaque front montant (ou descendant) représente un incrément pour la valeur de l'angle (cf. figure 5.10).



**Figure 5.10 : Chronogramme de l'encodeur rotatif**

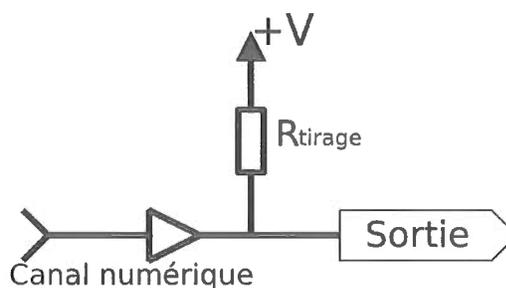
Une autre information importante à obtenir est le sens de rotation de l'encodeur. Pour ce faire, il faut comparer le déphasage entre les deux signaux A et B et interpréter le sens de rotation à partir de ce déphasage comme indiqué à la figure 5.11. En effet, si le signal A est en avance sur le signal B, ce dernier sera à 0 sur un front montant de A et le sens de rotation peut être considéré comme positif. Cependant, lorsque A est en retard sur B, le sens de rotation peut être considéré comme négatif.



**Figure 5.11 : Définition du sens de rotation selon les signaux A et B**

En ayant ces deux informations (valeur de l'angle et sens de rotation), il est possible de transmettre au programme de commande vectorielle les variables nécessaires à la régulation.

Notons que pour connecter les sorties à collecteur ouvert de l'encodeur, il faut ajouter une résistance de tirage de  $100\text{ k}\Omega$  entre la sortie et l'alimentation de  $15\text{ V}$  (cf. figure 5.12). Dans ce cas, le signal de la sortie variera entre  $0$  et  $+15\text{ V}$ .



**Figure 5.12 : Câblage des sorties à collecteur ouvert de l'encodeur rotatif**

#### 5.4.4 Système RT-Lab

Le système RT-Lab de la compagnie Opal-RT est un environnement logiciel de simulation temps-réel intégré au logiciel *MATLAB/Simulink*. Ses fonctionnalités sont multiples : tests avec matériel dans la boucle (*Hardware-In-The-Loop* : HIL), génération de code de programmation automatique, simulation temps-réel, développement de contrôleur embarqué, etc. L'acquisition du système (logiciel et matériel) permet de se doter d'une capacité de prototypage rapide des contrôleurs. En clair, nous pouvons développer et tester beaucoup plus rapidement et efficacement tous les contrôleurs du banc d'essai éolien. Dans notre cas, le système RT-Lab va servir à contrôler le moteur DC d'entraînement en couple ou en vitesse et à envoyer les signaux de MLI aux convertisseurs.

Les modules de l'ordinateur RT-Lab achetés par le LREE sont regroupés dans le boîtier RMC-4000I. Ce dernier est composé d'un processeur 4 cœurs et d'un module FPGA OP5110 où sont connectés 16 entrées et 16 sorties analogiques, ainsi que 16 entrées et 16 sorties numériques. Les caractéristiques de ces entrées/sorties sont :

- Caractéristiques des entrées analogiques (OP5340) :
  - Tension maximale d'entrée  $\pm 120$  V ( $\pm 20$  V par défaut) ;
  - Convertisseur analogique/numérique de 16 bits pour le traitement du signal ;
  - Durée minimale d'acquisition de 2  $\mu$ s (500 kS/s).
- Caractéristiques des sorties analogiques (OP5330) :
  - Tension maximale de sortie  $\pm 16$  V ;
  - Convertisseur numérique/analogique de 16 bits pour une grande précision ;
  - Courant de sortie maximal de 35 mA par canal ;
  - Durée minimale de rafraîchissement de 1  $\mu$ s ;
  - Une alimentation continue externe  $\pm 18$  V est nécessaire.
- Caractéristiques des entrées numériques (OP5311) :
  - Tension d'isolation minimale de 300  $V_{RMS}$  ;
  - Fréquence de 1 MHz ;

- Temps de propagation niveau logique bas vers niveau logique haut: 80 ns, niveau logique haut vers niveau logique bas : 60 ns ;
- Consommation maximale de 200 mA ;
- Tensions d'entrée maximale de 30 V, une tension de référence doit être fournie au module d'entrée (0-15 V sur notre système).
- Caractéristiques des sorties numériques (OP5312) :
  - Tension d'isolation minimale de 300 V<sub>RMS</sub> ;
  - Fréquence de 1 MHz ;
  - Temps de propagation niveau logique bas vers niveau logique haut : 80 ns, niveau logique haut vers niveau logique bas : 60 ns ;
  - Courant en sortie maximal de 300 mA ;
  - Consommation maximale du module de 420 mA;
  - Tensions de sortie maximale de 30 V à collecteur ouvert, une tension de référence doit être fournie (0-15 V sur notre système).

Le logiciel RT-Lab fonctionne en liaison directe avec le logiciel *MATLAB/Simulink* pour transformer un schéma-bloc en un code compréhensible par l'ordinateur de calcul (ordinateur RT-Lab). Pour qu'un schéma-bloc du logiciel *MATLAB/Simulink* soit compatible pour que le logiciel RT-Lab puisse effectuer la compilation, il faut qu'il soit séparé en sous-systèmes bien distincts. En effet, il y a la partie interface utilisateur ou console, qui doit être accessible en temps-réel lors des tests, et la partie contrôle du système qui est implantée directement dans l'ordinateur RT-Lab. Cette dernière agit directement en fonction des signaux envoyés par la console et des signaux obtenus grâce aux capteurs, et fournit les variables désirées à la console. Cette console ou interface utilisateur permet d'envoyer des consignes en temps réel et d'afficher les variables désirées.

D'après les premiers tests et les informations disponibles sur le logiciel RT-Lab, la vitesse d'exécution pour des schémas *Simulink* complexes est de l'ordre de 50  $\mu$ s. En effet, la communication entre le processeur du module RT-Lab et la carte FPGA, où sont connectés toutes les entrées et sorties, s'effectue aux alentours de cette vitesse. Pour la

plupart des systèmes, cette fréquence est largement suffisante sachant que toutes les opérations sont effectuées en parallèle.

Cependant, pour pouvoir contrôler des systèmes complexes ou du moins effectuer certaines opérations à grande vitesse (de l'ordre de 1 MHz), l'utilisation de blocs de la bibliothèque RT-Events est nécessaire. En effet, cette bibliothèque produite par Opal-RT, s'intègre directement dans le logiciel *MATLAB/Simulink* et permet d'avoir plusieurs blocs qui sont implantés sur le FPGA pour avoir une meilleure vitesse d'exécution et une bonne précision des simulations. Par exemple, si la position angulaire instantanée du rotor d'une machine électrique est nécessaire pour un contrôle spécifique, il existe un bloc dans la boîte à outils RT-Events qui prend en entrée les signaux A et B d'un encodeur rotatif incrémental et fournit en sortie la position angulaire ainsi que le sens de rotation. Aussi, un module de RT-Events permet de transformer des signaux provenant des entrées numériques du module RT-Lab en des signaux à hautes vitesses compatibles avec cette bibliothèque de blocs.

#### **5.4.5 Interface entre l'ordinateur RT-Lab et l'armoire électrique**

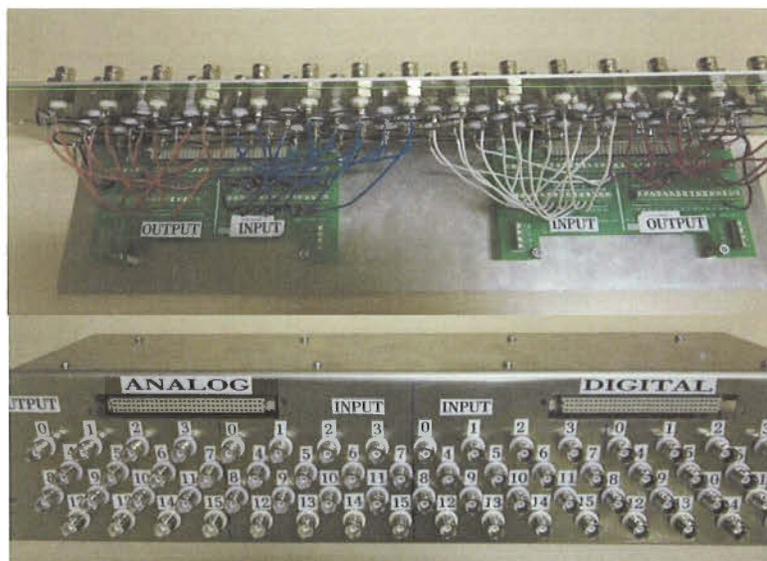
L'acquisition des signaux de mesure par l'ordinateur RT-Lab et l'envoi des signaux de commande se fait via deux connecteurs 96 broches, soit un pour les entrées et sorties analogiques et un autre pour les entrées et sorties numériques.

Les connecteurs utilisés sur les boîtiers de mesures ainsi que sur les convertisseurs statiques sont des connecteurs coaxiaux. Il a donc été nécessaire de concevoir et de réaliser un dispositif d'adaptation entre les différentes entités afin d'envoyer les signaux de commande et d'amener les signaux des capteurs vers le module RT-Lab et pouvoir les utiliser en temps réel dans les différentes régulations. Ce dispositif utilise les cartes externes OP5330 (entrées analogiques), OP5340 (sorties analogiques), OP5311 (entrées numériques) et OP5312 (sorties numériques) du module RT-Lab (avec des connecteurs 96 broches mâles). Sur ces derniers il est possible de brancher les câbles SH-96-96 (qui ont

des connecteurs femelles à leurs 2 extrémités) comme le montre la figure 5.13, et d'accéder aux différentes entrées/sorties à travers des connecteurs coaxiaux mâles (cf. figure 5.14). Notons que seulement 64 connecteurs coaxiaux ont été utilisés et qui correspondent au nombre total d'entrées-sorties analogiques et numériques.



**Figure 5.13 : Câbles SH96-96**



**Figure 5.14 : Plaque pour le passage des câbles SH-96-96 vers les connecteurs coaxiaux**

## 5.5 CONCLUSION

Le banc d'essai général du LREE est un gros projet qui va s'étendre sur plusieurs années. Son intégration pourra permettre une grande diversité de projet de génération d'énergie hybride ou non, et reliée au réseau ou avec un réseau autonome.

La première phase qui est le développement du banc d'essai éolien a été réalisée. Elle comprend un entraînement composé d'une génératrice asynchrone entraînée par un moteur DC qui simule l'action du vent, deux convertisseurs qui composent le bus AC-DC-AC, des transformateurs pour transférer l'énergie vers le réseau et tous les systèmes de protection nécessaires. En plus de l'encodeur rotatif, des capteurs de tension et de courant ont été réalisés afin de pouvoir contrôler la chaîne de conversion. Ce contrôle s'effectue par l'intermédiaire de l'envoi de signaux de MLI aux convertisseurs à partir du système RT-Lab.

## CHAPITRE 6

### TESTS EXPÉRIMENTAUX ET DISCUSSIONS

#### 6.1 INTRODUCTION

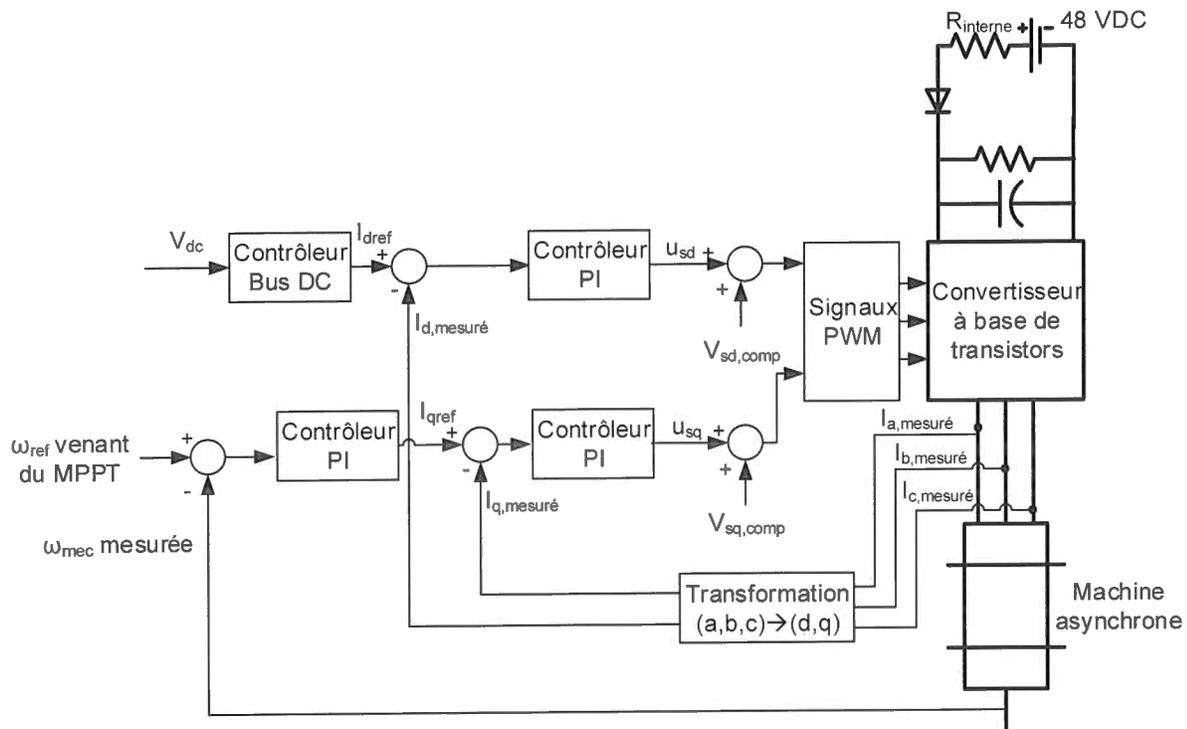
Dans le présent chapitre, nous présentons les différents tests expérimentaux qui ont été effectués en utilisant le banc d'essai éolien développé afin de comparer les résultats expérimentaux aux résultats de simulation et valider ainsi la stratégie de contrôle du système éolien.

Comme il y a deux parties distinctes au niveau du contrôle du système éolien, deux tests séparés ont été effectués afin de vérifier le bon fonctionnement de chaque partie indépendamment. La réussite de ces deux tests permet de tester expérimentalement le système au complet, c'est-à-dire en redirigeant l'énergie produite par la génératrice vers le réseau électrique, tout en minimisant les difficultés qui peuvent être rencontrées.

#### 6.2 ESSAI EXPÉRIMENTAL DU CONTRÔLE DU CÔTÉ GÉNÉRATRICE

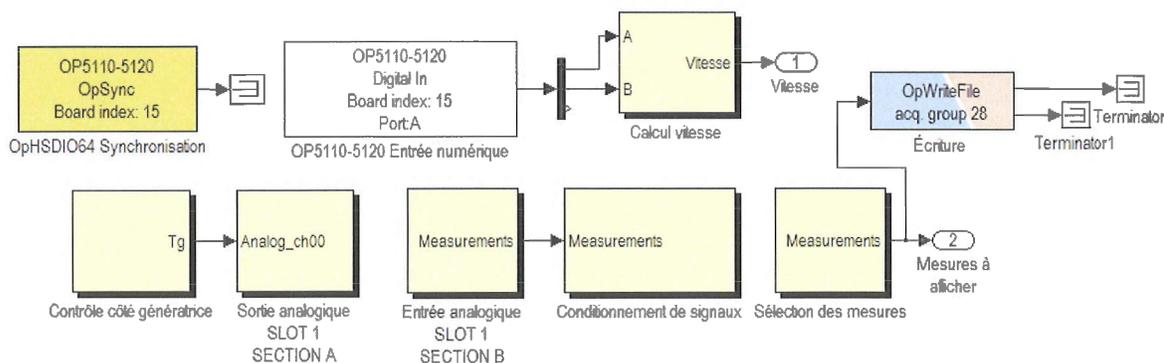
Pour ce premier test expérimental, le contrôle du côté de la génératrice asynchrone est testé seul en connectant une charge résistive sur le bus DC. Ce test permet de vérifier le bon fonctionnement du système de régulation du côté génératrice (courants  $I_d$  et  $I_q$ , et vitesse de rotation) ainsi que le fonctionnement de la commande MPPT indépendamment de la deuxième partie (2<sup>ème</sup> contrôle). Ceci permettra de régler facilement les différents problèmes pratiques qui peuvent surgir lors des expérimentations. Le plus gros défi ici est d'exciter la génératrice suffisamment afin qu'elle puisse générer de la puissance. Une des

solutions possibles est d'ajouter un banc de condensateurs en parallèle avec les trois phases de la machine asynchrone. Cependant, il est possible aussi de charger un peu le bus DC par l'ajout d'une batterie en parallèle avec le condensateur, afin d'avoir assez de courant pour exciter la génératrice [40] (cf. figure 6.1).



**Figure 6.1 : Schéma de câblage pour l'essai expérimental du contrôle du côté de la génératrice**

En ajoutant une diode en série, dès que la tension du bus DC dépasse celle de la batterie, cette dernière ne débite plus de courant et peut être considérée comme déconnectée. L'implantation du contrôle qui est intégré dans le contrôleur RT-Lab à l'aide du logiciel *MATLAB/Simulink*, est montrée à la figure 6.2.

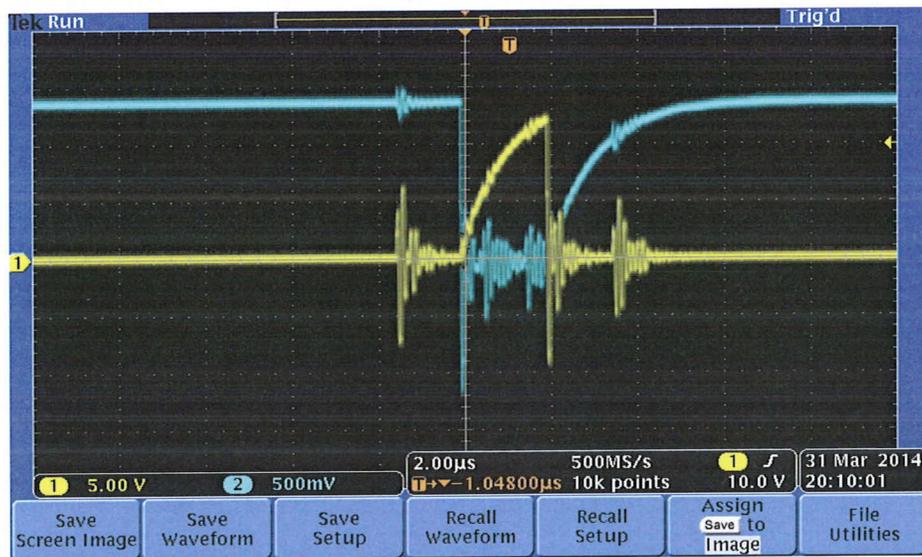


**Figure 6.2 : Schéma d'implantation dans l'environnement RT-Lab pour le test expérimental du contrôle du côté génératrice**

À la figure 6.2, il est ici question du sous-système où se retrouvent les entrées et sorties qui permettent d'interagir avec le circuit de commande du banc d'essai éolien. Grâce aux entrées numériques, les signaux de l'encodeur sont captés et transformés en une variable représentant la vitesse de rotation mécanique de la machine asynchrone. Cette variable groupée avec les variables de courants et de tensions sont les entrées de notre contrôle. Les sorties sont les signaux de sorties numériques de MLI envoyés aux transistors IGBT ainsi que le couple imposé au moteur DC via une sortie analogique. En effet, le moteur DC, qui est l'entraînement mécanique, impose le couple; tandis que la machine asynchrone, qui est contrôlée en vitesse, impose la vitesse de rotation mécanique. Le profil de vent utilisé est une vitesse moyenne de 12 m/s pour voir si le contrôle s'effectue aussi bien en pratique qu'en simulation.

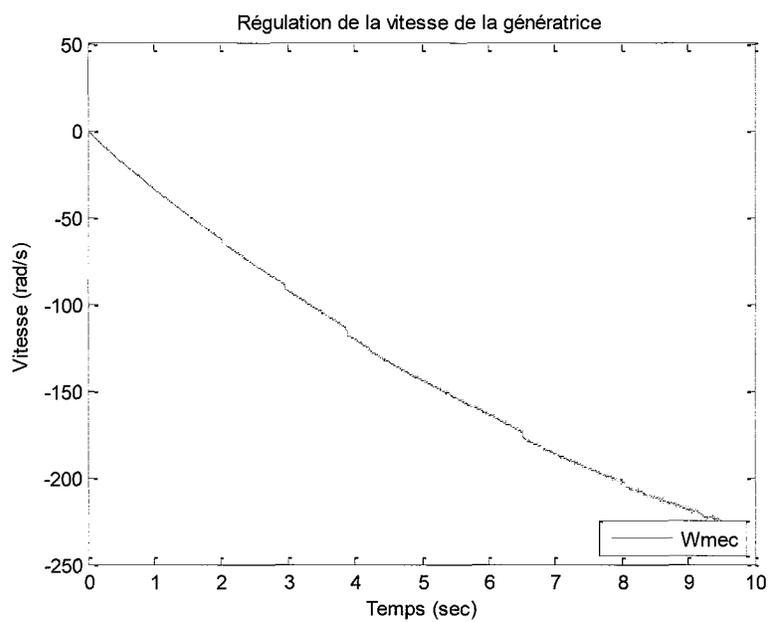
En mettant en exécution l'ordinateur RT-Lab pour le contrôle du côté génératrice, un bruit sonore à haute fréquence est apparu. Après quelques recherches, il s'est avéré que le temps mort entre les signaux de MLI inverses envoyés aux transistors du même bras de l'onduleur, n'était pas suffisant et qu'il y avait de petits courts-circuits à chaque commutation. Il a fallu rajouter de façon logicielle un temps mort plus grand, de l'ordre de 2  $\mu$ s comme il est observé à la figure 6.3 pour le pire cas de rapport cyclique soit de 99% (courbe bleue sonde x1) et de 1% (courbe jaune sonde x10). En fait, tel que remarqué sur cette figure, c'est un filtre qui ralentit le temps de montée du signal de MLI. La tension

minimale de commutation est de 12,5 V et le signal de commande met environ 2  $\mu\text{s}$  à atteindre cette valeur.

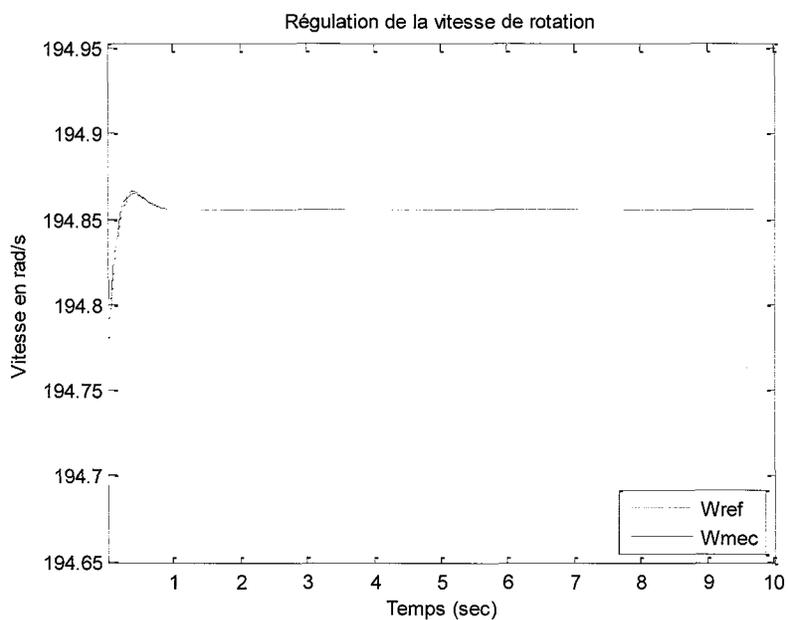


**Figure 6.3 : Commutation entre deux signaux inverses de commande des transistors avec l'augmentation du temps mort**

Malgré cette modification, le test expérimental du système éolien n'a pas fonctionné correctement. En effet, comme la bibliothèque RT-EVENTS n'a pas été utilisée dans le logiciel RT-LAB, le contrôle du système n'était pas assez précis. Le système évolue rapidement entre deux fronts montants de l'horloge à 200 kHz (exécution à 50  $\mu\text{s}$ ), donc le contrôle de vitesse pourrait ne pas être assez réactif pour permettre à la vitesse de la génératrice d'être régulée de façon adéquate. On constate expérimentalement à la figure 6.4 que la génératrice s'emballe même si le système tente de contrôler la vitesse pour la maintenir autour de la vitesse nominale de -194,77 rad/s (sens de rotation négatif). Notons que le système a été arrêté pour empêcher la génératrice de s'emballer. Même si le montage expérimental n'a pas fonctionné il a été simulé avec le logiciel *MATLAB/Simulink* et le système se stabilise à la vitesse optimale envoyée par la stratégie MPPT comme consigne à la génératrice (cf. figure 6.5).



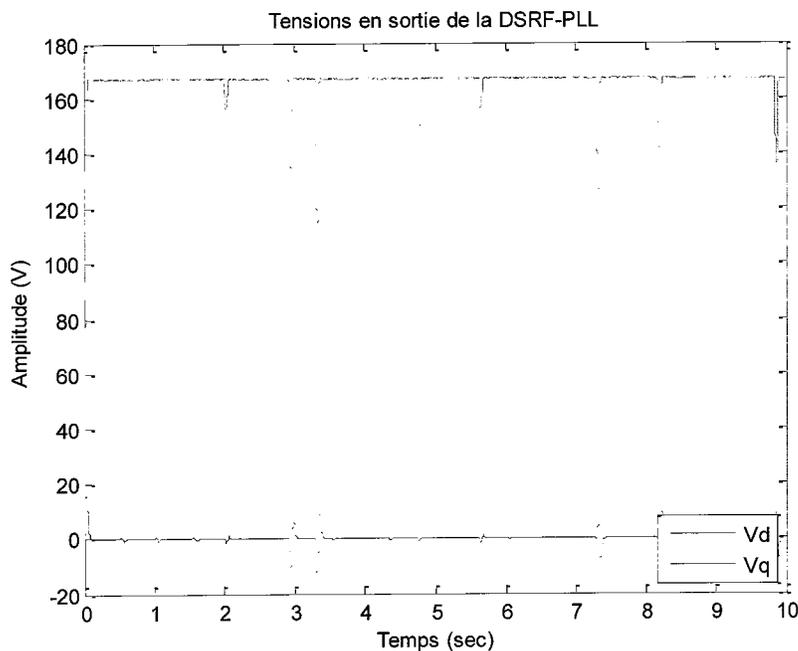
**Figure 6.4 : Régulation expérimentale de la vitesse de la génératrice obtenue grâce à l'ordinateur RT-Lab**



**Figure 6.5 : Régulation en simulation de la vitesse de la génératrice obtenue grâce au logiciel *MATLAB/Simulink***

### 6.3 ESSAI EXPÉRIMENTAL DU CONTRÔLE DU CÔTÉ RÉSEAU

Pour le contrôle du côté réseau, un premier test a été effectué et qui consiste à vérifier si la boucle DSRF-PLL permet au système éolien de se synchroniser correctement avec le réseau et que l'on capte l'amplitude et l'angle de la tension du réseau. Les résultats du test en termes des tensions  $V_d$  et  $V_q$  captées et traitées par le module RT-Lab sont montrés à la figure 6.6. On observe sur cette figure que des chutes de tension assez importantes sont présentes au niveau des tensions  $V_d$  et  $V_q$ . Ceci est dû probablement au déclenchement momentané des disjoncteurs qui a été constaté lors des tests. Pour la suite du projet, de plus amples vérifications sont à faire par rapport à ce sujet afin de régler ce problème.



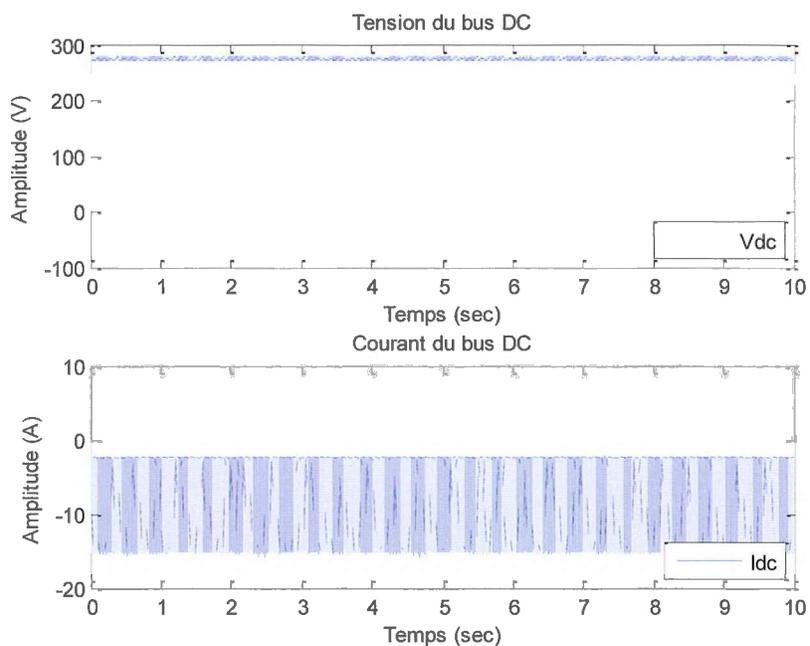
**Figure 6.6 : Tensions expérimentales  $V_d$  et  $V_q$ , en sortie de la boucle DSRF-PLL du banc d'essai, obtenues grâce à l'environnement RT-Lab**

En faisant abstraction des chutes de tension observées, nous pouvons remarquer que la tension  $V_d$  est proche de la valeur nominale de 169,7 V et qui correspond à la valeur nominale de la tension ligne-neutre multiplié par  $\sqrt{2}$ . Nous pouvons remarquer aussi que la

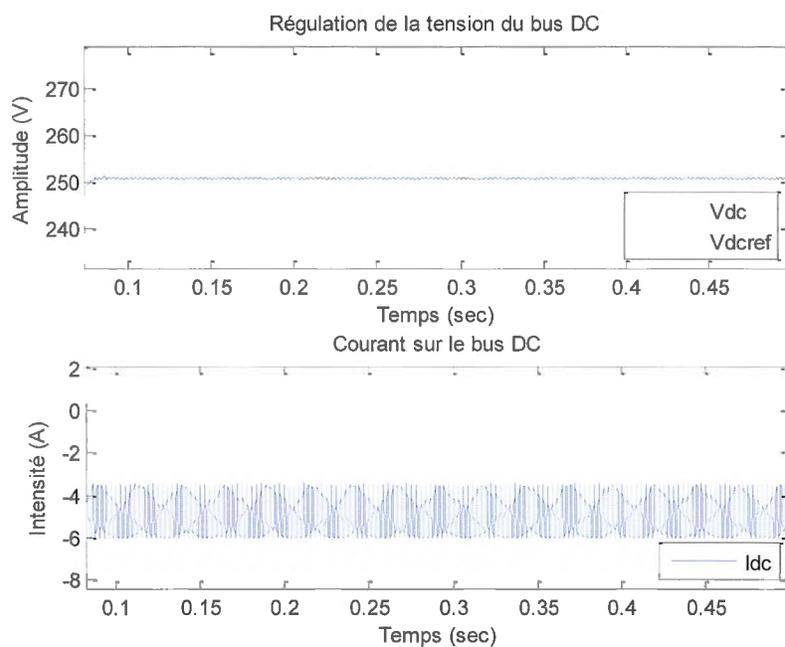


d'environ 2,25 A. Une fois que le bon fonctionnement du contrôle est assuré, la valeur de la résistance peut être diminuée jusqu'à une valeur d'environ 50  $\Omega$  pour effectuer le test à une puissance proche de la puissance nominale que la génératrice peut fournir.

En connectant le système réalisé au réseau sans faire fonctionner le contrôle dans un premier temps (sans envoi des signaux de commutations des transistors du convertisseur par le module RT-Lab), une tension dans le bus DC (aux bornes de la capacité et de la résistance) est établie suite à la conduction des diodes mises en antiparallèle avec les transistors. La tension et le courant du bus DC obtenus avec le système RT-Lab sont présentés à la figure 6.8 et les résultats de simulation à la figure 6.9. On remarque que la tension expérimentale du bus DC atteint environ 265 V et le courant est compris entre -2,5 A et -15 A à cause de la MLI à 5 kHz et sa valeur moyenne est de 4,6 A. La tension du bus DC en simulation se stabilise à 252 V et le courant qui ondule entre -3,7 A et -6 A à une valeur moyenne proche de 4,8 A. On peut donc dire que les résultats sont très similaires expérimentalement et en simulation lorsqu'aucun contrôle n'est appliqué au système.



**Figure 6.8 : Tension et courant expérimentaux du bus DC obtenus grâce à l'environnement RT-Lab (sans contrôle du système)**

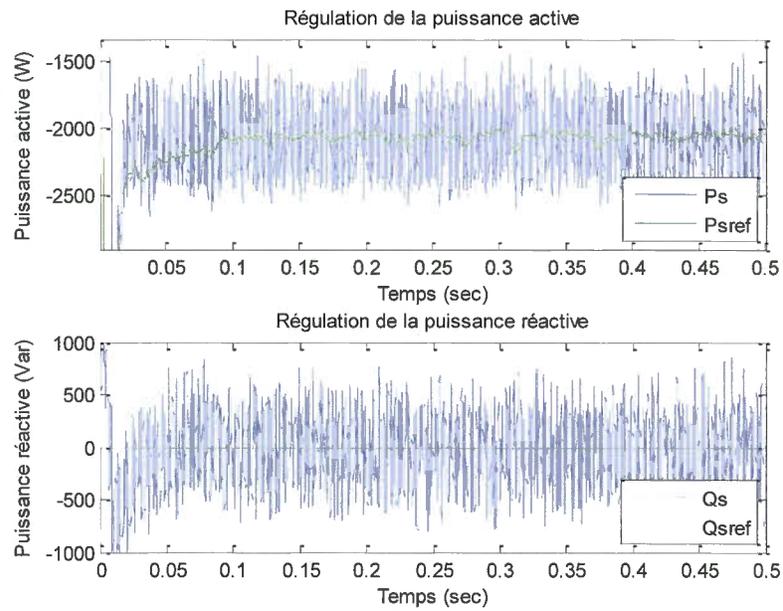


**Figure 6.9 : Tension et courant du bus DC en simulation (sans contrôle du système)**

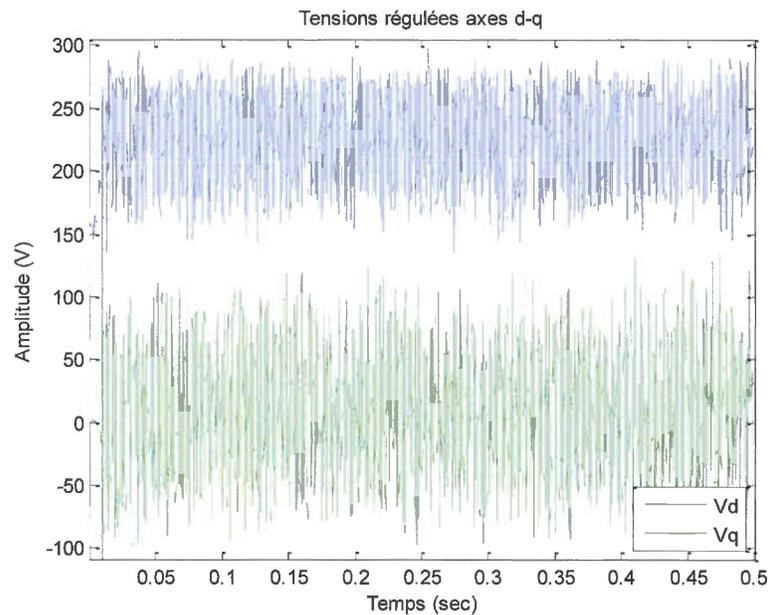
Lors de l'exécution du traitement par le module RT-Lab (fonctionnement du contrôle et envoi des signaux de commande), nous avons constaté que le problème de la vitesse d'exécution s'est présenté encore et que les tests expérimentaux n'ont donc pas été concluants. De plus, au moment de l'envoi des signaux de commutation, le disjoncteur principal, le disjoncteur secondaire ou les deux se déclenchaient même en ne consommant quasiment pas de puissance autrement dit en appliquant une résistance de charge assez élevée. Le déclenchement des disjoncteurs est dû au courant d'appel des transformateurs lorsqu'ils sont mis sous tension car les disjoncteurs ont été mal dimensionnés lors de leur choix et leur achat par les prédécesseurs du projet du banc d'essai éolien.

Pour essayer d'observer le comportement du système avec un grand temps d'exécution, il a été simulé pour une période d'échantillonnage de  $50 \mu\text{s}$  pour essayer de voir son évolution, expliquer et comprendre ce phénomène. Les résultats de simulation en termes d'évolution des puissances active et réactive et de tensions  $V_d$  et  $V_q$  sont présentés aux figures 6.10 et 6.11.

À la figure 6.10, il est remarqué que les régulations de puissances active et réactive ont de faibles performances. En effet, pour la puissance active, on constate qu'il y a une oscillation de 500 W autour de la référence, tandis que pour la puissance réactive, une ondulation de 650 Var est observée. Ces variations autour des consignes des puissances ont un impact direct sur les tensions régulées qui sont présentées à la figure 6.11 et qui ont de grandes variations autour de leurs références aussi. Aucune conclusion n'a pu vraiment être tirée de ce test.



**Figure 6.10 : Régulation des puissances active et réactive du côté du réseau pour une période d'échantillonnage de  $50 \mu\text{s}$  en simulation**



**Figure 6.11 : Tensions  $dq$  régulées du côté du réseau pour une période d'échantillonnage de  $50 \mu\text{s}$  en simulation**

#### 6.4 ESSAI EXPÉRIMENTAL DU BANC D'ESSAI ÉOLIEN COMPLET

Le bon fonctionnement du contrôle du système éolien complet n'a pu être testé pour cause de complication et de difficultés rencontrées lors des deux tests préliminaires. Comme les tests individuels de chaque partie n'ont pu être complétés et validés, il n'est pas possible de coupler les deux parties ensemble pour valider la régulation générale du banc d'essai éolien.

Il va d'abord falloir régler les problèmes rencontrés lors des deux essais et vérifier leurs bons fonctionnements avant de pouvoir faire le test des deux contrôles réunis.

#### 6.5 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présentés les différents tests expérimentaux qui ont été considérés pour valider les résultats de simulation du contrôle du système éolien. Ces tests expérimentaux n'ont pas été concluants à cause de plusieurs facteurs :

- Les disjoncteurs déjà achetés sont mal dimensionnés et donc à changer ;
- Le temps d'exécution avec le système RT-Lab est trop élevé pour le calcul de la vitesse mécanique de la machine asynchrone ainsi que pour l'envoi des signaux de commande aux transistors ;

Cependant, toutes les mesures de courants, de tensions et la réception des signaux de l'encodeur ont été vérifiées et sont fonctionnelles. Aussi le contrôle du moteur DC à l'aide d'un signal de sortie analogique du module RT-Lab a été vérifié en vitesse et en couple. De plus, la synchronisation de la boucle DSRF-PLL et donc les transformations de Park fonctionnent correctement. Ces éléments sont de très bonnes bases pour la personne qui reprendra la suite du projet du banc d'essai éolien.

Il resterait donc plusieurs vérifications à effectuer avant d'avoir un banc d'essai complètement fonctionnel, comme par exemple le redimensionnement des disjoncteurs. Par ailleurs si on utilise la bibliothèque de RT-Events la précision du contrôle en sera grandement améliorée. Il sera alors possible d'avoir une vitesse d'exécution beaucoup plus rapide qui permettra de comparer les résultats expérimentaux aux résultats de simulation observés dans le chapitre 4.

Enfin, nous notons que les résultats de simulation obtenus au chapitre 4 sont suffisants pour valider le bon fonctionnement de la stratégie de contrôle de la chaîne de conversion d'énergie éolienne étudiée.

## CHAPITRE 7

### CONCLUSION GÉNÉRALE

La génération d'énergie électrique par des éoliennes est un défi de tous les jours pour les compagnies possédant les parcs éoliens. En effet, il faut que l'électricité fournie au réseau électrique d'Hydro-Québec réponde aux normes en vigueur et garantisse sa stabilité. Par ailleurs, il faut que les turbines puissent fournir de l'énergie même si un défaut sur le réseau apparaît, tout en tirant un maximum de puissance du vent disponible en tout temps. Il est aussi important de contribuer au développement des modèles, de la simulation et du contrôle des éoliennes et leur intégration au réseau afin d'améliorer le niveau de connaissance à ce sujet.

Le présent projet s'est intéressé à la modélisation, à la simulation et au contrôle d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne utilisant une génératrice asynchrone à cage d'écureuil qui fonctionne à vitesse variable et qui est connectée au réseau électrique à travers un convertisseur statique AC-DC-AC. Tout d'abord, une étude a été réalisée afin de modéliser la chaîne de conversion éolienne et de choisir la stratégie de contrôle qui répond le mieux aux attentes d'optimisation de l'extraction de la puissance disponible dans le vent ainsi que la participation aux services réseau. L'implantation de la chaîne de conversion dans le logiciel *MATLAB/Simulink* a permis de simuler le système et de vérifier les performances du système de contrôle établi. Il a été démontré que de bonnes performances du système peuvent être obtenues même face à un défaut du réseau.

Les résultats obtenus du côté du contrôle de la génératrice montrent qu'il est possible d'extraire un maximum de la puissance disponible dans le vent en contrôlant adéquatement la vitesse mécanique de l'éolienne (par la commande MPPT) avec l'aide de la régulation des courants du repère  $(d, q)$  au niveau du stator. De plus, pour le contrôle du côté du réseau, de très bonnes performances au niveau de la synchronisation ont été

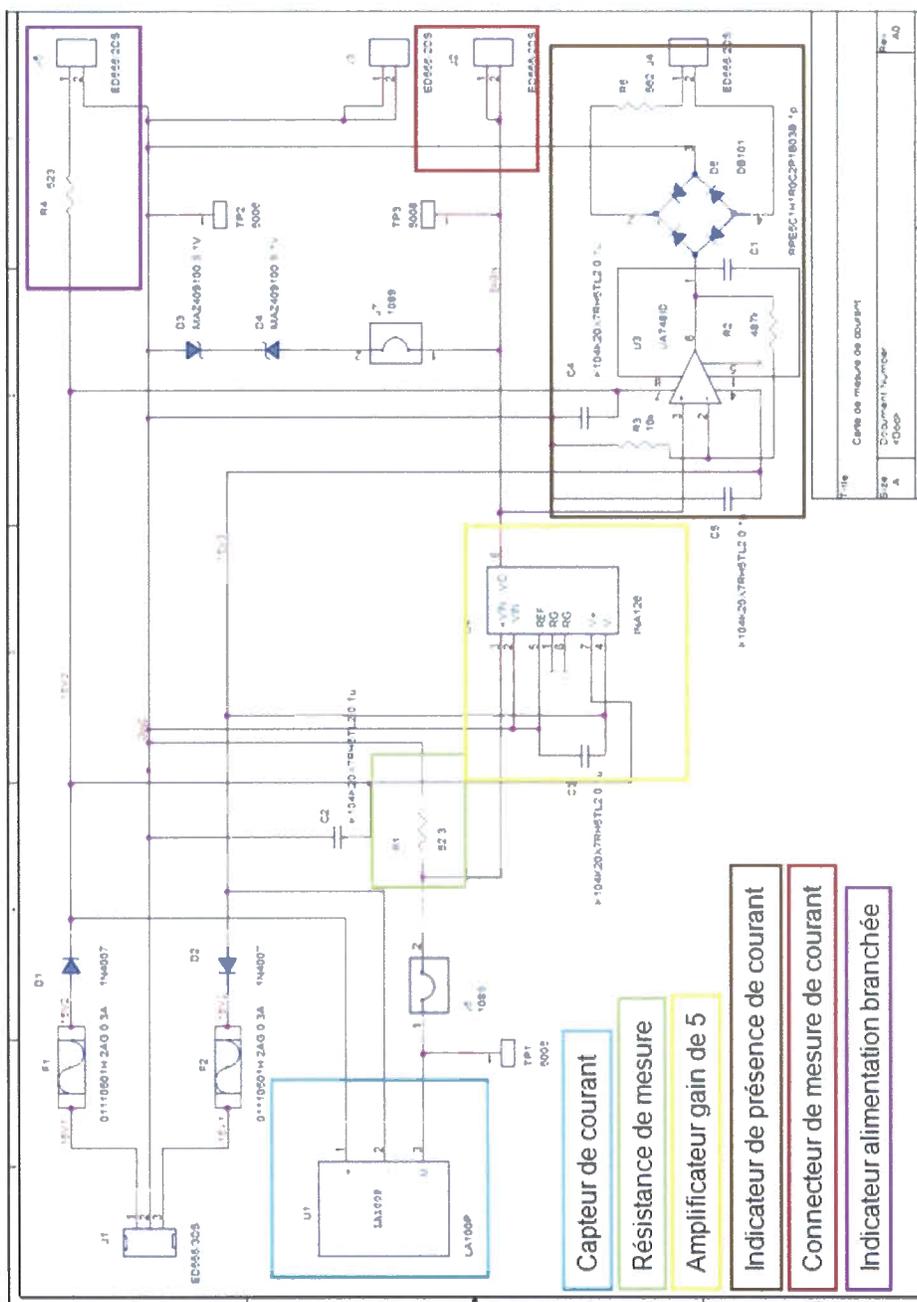
observés grâce à l'utilisation de la boucle DSRF-PLL. Face à de nombreux défauts, cette dernière fournit une phase instantanée qui n'est quasiment pas perturbée, et des tensions qui sont les équivalents équilibrés du réseau en défaut. Grâce à cette synchronisation le contrôle des puissances active et réactive s'effectue correctement et permet de garder le facteur de puissance unitaire. Cela permet de ne pas avoir de transfert de puissance réactive entre le système et le réseau et donc de diminuer les perturbations occasionnées sur ce dernier. Par ailleurs, afin de transmettre une puissance qui soit compatible avec le réseau nous avons utilisé un bus DC dont la tension est contrôlée. En effet, afin de garantir un transfert efficace de puissance, le maintien de la tension du bus DC à 450 V a été effectué par un contrôleur qui assure un contrôle très efficace et rapide. De plus, il a été démontré que les fluctuations autour de cette référence sont négligeables lors d'un changement brusque de puissance active ou pendant un défaut du réseau. De façon générale, on peut dire que les performances globales du contrôle du système ont été démontrées à travers plusieurs simulations très réalistes. Ces simulations sont suffisantes pour valider le bon fonctionnement du système et de son contrôle.

Un banc d'essai expérimental a aussi été développé et mis en œuvre afin de vérifier et de valider de façon expérimentale les résultats obtenues par simulation. Ce banc d'essai est presque fonctionnel mais quelques problèmes ont été identifiés et n'ont pas permis d'avoir des résultats concluants. Il y a entre autre le dimensionnement des disjoncteurs du circuit de commande qui serait à refaire et l'ajout de la boîte d'outils de RT-Events dans l'environnement RT-Lab qui permettrait d'avoir une vitesse de calcul plus élevée pour certaines variables clés. Cependant, on note tout de même que toutes les mesures de tensions et de courants, les envois de signaux pour le contrôle du moteur DC et pour la commande des transistors des deux convertisseurs fonctionnent correctement. De plus, les performances qui ont été démontrées en simulation correspondent aux attentes et la réalisation du banc d'essai va être un atout pour le LREE car on pourra se servir de ce banc d'essai dans d'autres projets de recherche futurs.

Pour la suite de ce projet, il sera important d'acquérir et d'utiliser le module RT-Events de Opal-RT afin d'avoir une vitesse d'exécution de calcul proche de 1  $\mu$ s. Ainsi, il sera plus facile de récupérer la position angulaire instantanée et/ou la vitesse de rotation de la génératrice asynchrone, mais aussi de pouvoir communiquer facilement avec les blocs d'entrées-sorties numériques du module RT-Lab. Pour les essais expérimentaux, il faudra tout d'abord reproduire les quelques tests concluants déjà effectués pour prendre en main le banc d'essai ainsi que l'interface du logiciel RT-Lab. Ensuite, les scénarios de tests établis dans le chapitre 6 pourront être effectués afin de vérifier le bon fonctionnement de chaque côté du contrôle. Une fois ces tests réalisés, les deux convertisseurs statiques pourront être connectés ensemble afin de s'assurer que le système au complet réagit comme prévu dans les simulations.

Lorsque le système éolien fonctionnera correctement, il sera alors possible de réfléchir à une façon de créer un défaut sur le réseau, similaire à ceux testés en simulation, pour observer les performances du système face à ce phénomène et comparer les résultats expérimentaux aux résultats de simulation.

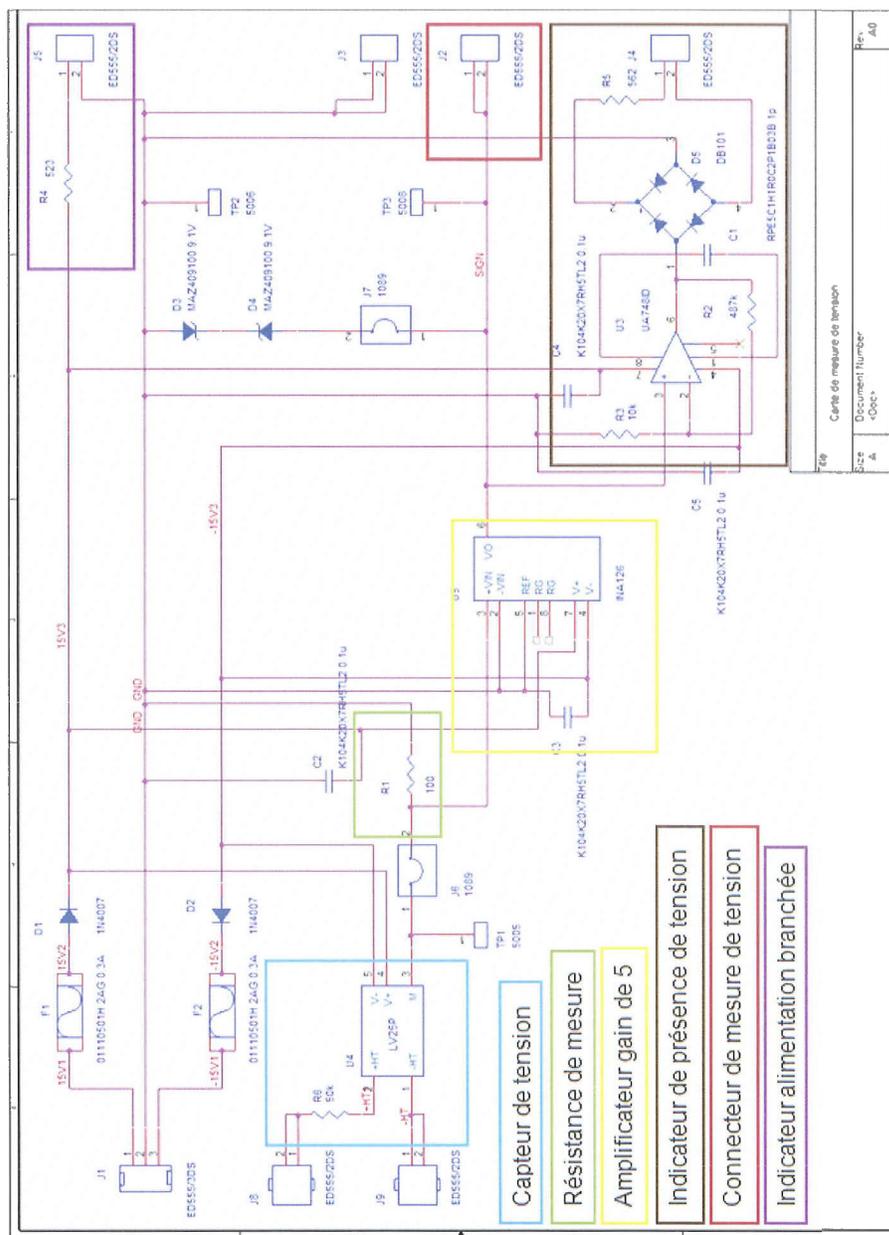
**ANNEXE I : SCHÉMA ÉLECTRIQUE DE LA CARTE MESURE DE COURANT**



**Figure I.1 : Schéma électrique de la carte de mesure de courant**



**ANNEXE II : SCHÉMA ÉLECTRIQUE DE LA CARTE MESURE DE TENSION**



**Figure II.1 : Schéma électrique de la carte de mesure de tension**



## **RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

- [1] Institut de la Statistique du Québec & Ministère du Développement durable de l'Environnement et des Parcs, "Indicateur de suivi des objectifs de la Stratégie gouvernementale de développement durable 2008-2013," ed, 26 novembre 2010.
- [2] Hydro-Québec, "Étude : Qualité De L'onde," 1003-02/0077, 3 mars 2010 2010.
- [3] I. M. De Alegría, J. Andreu, J. L. Martín, P. Ibañez, J. L. Villate et H. Camblong, "Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, pp. 1858-1872, 10// 2007.
- [4] A. Teninge, "Participation aux services système de parcs éoliens mixtes: application en milieu insulaire," 2009.
- [5] S. J. Younsi, M.; Cherif, A., "Evaluation de différentes configurations d'une ferme éolienne dans un système hybride connecté au réseau," p. 10, 2009.
- [6] M. Rezkallah, "Amélioration de la qualité d'énergie fournie au réseau autonome hybride éolien-diesel," École de technologie supérieure, 2010.
- [7] S. E. Aimani, "Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension," Mémoire, 2004.
- [8] O. Richardot, "Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée," 2006.
- [9] D. E. Agency, "Wind Turbines in Denmark," 10/2009 2009.
- [10] B. German Wind Energy Association, "Wind Energy In Germany - An Energy Source With A Fantastic Future," p. 20, 2008.
- [11] J. L. Rétiveau, "Analyse de données expérimentales et conception d'un générateur numérique de vitesses de vent," Université du Québec à Rimouski, 2006.
- [12] I. Munteanu, *Optimal control of wind energy systems: towards a global approach*: Springer-Verlag London Limited, 2008.
- [13] C. Nichita, D. Luca, B. Dakyo et E. Ceanga, "Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 17, pp. 523-529, 2002.
- [14] M. O. L. Hansen, *Aerodynamics of Wind Turbines*: Earthscan LLC, 2008.
- [15] I. Vechiu, "Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome," 2005.
- [16] D. Guérette, "Asservissement d'une éolienne à vitesse variable et à pas fixe dans le cadre d'un système de jumelage éolien-diesel à haute pénétration," Mémoire, Département de mathématiques, informatique et génie, Université du Québec à Rimouski, Rimouski, Québec, 2010.

- [17] H.-Q. e. T. Technologies. (2008, Date de consultation). *SimPowerSystems™ 4 : Reference* [Type de support].
- [18] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*: Wiley, 1998.
- [19] F. D. Bianchi, H. De Battista et R. J. Mantz, *Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design*: Springer, 2007.
- [20] J. P. Caron et J. P. Hautier, *Modélisation et commande de la machine asynchrone*: Editions Technip, 1995.
- [21] G. Sturtzer et E. Smigiel, *Modélisation et commande des moteurs triphasés: commande vectorielle des moteurs synchrones, commande numérique par contrôleurs DSP*: Ellipses Marketing, 2000.
- [22] D. Tremblay, "Régulation de la tension et de la fréquence d'une génératrice asynchrone auto-excitée exploitée dans une turbine éolienne," Université du Québec à Rimouski, 2010.
- [23] A. Yazdani et R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems*: Wiley, 2010.
- [24] M. Liserre, F. Blaabjerg et S. Hansen, "Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 41, pp. 1281-1291, 2005.
- [25] R. Teodorescu, F. Iov et F. Blaabjerg, "Flexible development and test system for 11 kW wind turbine," dans *Power Electronics Specialist Conference, 2003. PESC '03. 2003 IEEE 34th Annual*, 2003, pp. 67-72 vol.1.
- [26] M. Liserre, A. Dell'Aquila et F. Blaabjerg, "Design and control of a three-phase active rectifier under non-ideal operating conditions," dans *Industry Applications Conference, 2002. 37th IAS Annual Meeting. Conference Record of the*, 2002, pp. 1181-1188 vol.2.
- [27] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, U. Borup et M. Liserre, "A new control structure for grid-connected LCL PV inverters with zero steady-state error and selective harmonic compensation," dans *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC '04. Nineteenth Annual IEEE*, 2004, pp. 580-586 Vol.1.
- [28] R. Pena, R. Cardenas, R. Blasco, G. Asher et J. Clare, "A cage induction generator using back to back PWM converters for variable speed grid connected wind energy system," dans *Industrial Electronics Society, 2001. IECON '01. The 27th Annual Conference of the IEEE*, 2001, pp. 1376-1381 vol.2.
- [29] N. P. Quang et J. E. A. Dittrich, *Vector Control of Three-phase AC Machines: System Development in the Practice*: Springer Berlin Heidelberg, 2008.
- [30] D. W. Novotny et T. A. Lipo, *Vector Control and Dynamics of Ac Drives*: Oxford University Press, Incorporated, 1996.
- [31] P. J.-S. Deschênes, "Notes de cours - Commande Industrielle," ed. Université du Québec À Rimouski, 2009.
- [32] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu et F. Blaabjerg, "Synchronization methods for three phase distributed power generation systems - An overview and evaluation," dans *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th*, 2005, pp. 2474-2481.

- [33] A. Luna, J. Rocabert, G. Vazquez, P. Rodriguez, R. Teodorescu et F. Corcoles, "Grid synchronization for advanced power processing and FACTS in wind power systems," dans *Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on*, 2010, pp. 2915-2920.
- [34] A. Nagliero, R. A. Mastromauro, M. Liserre et A. Dell'Aquila, "Synchronization techniques for grid connected wind turbines," dans *Industrial Electronics, 2009. IECON '09. 35th Annual Conference of IEEE*, 2009, pp. 4606-4613.
- [35] P. Rodriguez, A. Luna, R. Teodorescu et F. Blaabjerg, "Grid Synchronization of Wind Turbine Converters under Transient Grid Faults using a Double Synchronous Reference Frame PLL," dans *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE*, 2008, pp. 1-8.
- [36] M. Chinchilla, S. Arnaltes et J. C. Burgos, "Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 130-135, 2006.
- [37] S. Seung-Ho, K. Shin-il et H. Nyeon-kun, "Implementation and control of grid connected AC-DC-AC power converter for variable speed wind energy conversion system," dans *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC '03. Eighteenth Annual IEEE*, 2003, pp. 154-158 vol.1.
- [38] B. S. P. N Uday Bhanu, "Modeling and Simulation Of Three Phase-Four Wire Compensated System Using The H-Bridge VSI Topology-Based DSTATCOM," 2011.
- [39] M. K. Mishra et K. Karthikeyan, "A Fast-Acting DC-Link Voltage Controller for Three-Phase DSTATCOM to Compensate AC and DC Loads," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 2291-2299, 2009.
- [40] D. Rekioua, "Contrôle d'une éolienne en fonctionnement autonome basée sur une génératrice asynchrone," Colloque international sur les énergies renouvelables: CER'07, Oujda, 2007.

