

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



جامعة مصطفى بن بولعيد، باتنة-2-
UNIVERSITE Mostefa BENBOULAI, BATNA-2-



Faculté de Technologie
Département d'Electrotechnique

Thèse de Doctorat en Sciences

Préparée au
Laboratoire des Systèmes
Propulsion-Induction Electromagnétiques

Pour obtenir le diplôme de

Doctorat en Electrotechnique

Option :

Commande électrique

par :

M^r : DAHBI Abdeldjalil

Thème

***Contribution à la Commande et à l'Amélioration
des Performances de l'Énergie Électrique d'une Chaîne
de Production Éolienne***

Soutenu le 27 / 06 / 2018 devant le jury composé de :

M. CHABANE Mabrouk	Professeur	Président	Université de Batna 2
M. NAIT SAID Nasreddine	Professeur	Rapporteur	Université de Batna 2
M. NAIT SAID Mohamed Said	Professeur	Co-Rapporteur	Université de Batna 2
M. REAMA Abdellatif	Professeur	Examineur	Université de Paris-Est, ESIEE, France
M. HAMOUDA Messaoud	Professeur	Examineur	Université d'Adrar
M. RAHMANI Lazhar	Professeur	Examineur	Université de Sétif 1

Dédicaces

*JE DEDIE CE MODESTE TRAVAIL DANS UN PREMIER LIEU À MES TRÈS CHÈRS
PARENTS QUI M'ONT AIDE TOUT AU LONG DE CETTE CARRIÈRE D'ÉTUDE, ET POUR
LESQUELS J'EXPRIME TOUTE MA TENDRESSE ET AMOUR.*

À TOUTE MA FAMILLE ET A TOUS MES AMIS.

ET ENFIN À TOUS CEUX QUE J'AIME ET QUI M'AIMENT,

ET À TOUS CEUX QUI M'ONT AIDE DE PRÈS OU DE LOIN.

ABDELDJALIL

Remerciements

Mes remerciements vont premièrement au bon dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il m'a donné durant toutes ces années d'études.

Je tiens à remercier vivement le ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique pour m'avoir donné le financement et les aides afin d'accomplir mon stage à l'étranger dans le cadre du programme National Exceptionnel (PNE).

J'adresse mes sincères remerciements au laboratoire d'électronique du système et à l'École ESIEE-Paris, France, pour m'avoir accueilli et facilité mes expérimentations.

Je tiens à remercier en tout premier lieu Pr. NAIT-SAID Nasreddine, Directeur de cette thèse, et le Co-directeur de la thèse en Algérie Pr. NAIT-SAID Mohammed Said, pour m'avoir aidé par leurs idées et leurs conseils, ainsi que leur disponibilité durant toutes les étapes de la réalisation de ce travail. Je remercie également le Co-directeur de la thèse en France Pr. REAMA Abdellatif pour m'avoir donné l'occasion de faire la réalisation pratique dans le laboratoire d'ESIEE, Paris, France, et m'avoir aidé par ses conseils fructueux.

Je remercie également tous les membres de jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

Pr. CHABANE Mabrouk, Professeur à l'Université de Batna, président de jury, par sa présence pour examiner le présent travail, et je le remercie aussi pour son soutien durant mes années de recherche.

– Pr. HAMOUDA Messaoud, Professeur à l'Université d'Adrar et Directeur de l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS); je le remercie vivement pour m'avoir honoré de sa présence et ses encouragements continus ainsi que pour tous ses conseils pour le bon déroulement des travaux de recherche dans l'unité.

– Pr. RAHMANI Lazhar, Professeur à l'Université de Sétif1; un remerciement particulier car grâce à ses encouragements que j'ai pu réaliser le présent travail de Doctorat. Je tiens à le remercier d'avoir accepté de juger mon travail, ainsi que pour son soutien durant la préparation de la thèse.

– Dr. HAMADA Abdelmalek: Docteur à l'ESIEE Paris, je le remercie infiniment pour ses conseils et pour les efforts donnés durant ma période de stage.

Je ne peux clore mes remerciements, sans exprimer aussi ma gratitude à mes collègues de l'université de Sétif1, d'URERMS, du Maroc et de l'ESIEE pour leur soutien et leur aide en particulier Pr Y.Driss, Dr H. Abdelmalek, F. Hicham, A. Youness, C. Adel et B. Bedreddine. Je remercie spécialement mon collègue M. Adel pour son aide et ses conseils.

Je ne peux pas oublier mes enseignants pour les efforts consentis durant toutes mes années d'études afin de nous prodiguer le savoir et le savoir-faire. Enfin, je remercie toute personne, de près ou de loin, qui a participé à la concrétisation de ce travail.

{وما توفيقي إلا بالله عليه توكلت واليه أنيب}، هود"88".

"L'homme honoré est celui qui honore les autres".

DAHBI Abdeldjalil

Table des matières

Table des matières.....	iii
Liste des figures.....	viii
Liste des tableaux	xii
Liste des acronymes et symboles	xiii
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE.I.....	4
ETAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE.....	4
I.1. Introduction	4
I.2. Généralité sur l'énergie éolienne.....	4
I.2.1. Historique de l'éolien.....	4
I.2.2. Perspectives mondiales de l'éolien.....	5
I.2.3. Énergie éolienne en Algérie	6
I.2.4. Énergie éolienne à Adrar.....	7
I.3. Notions théoriques sur l'éolien.....	9
I.3.1. Définition d'éolienne	9
I.3.2. Classification des éoliennes	9
I.4. Principaux éléments d'une éolienne à axe horizontal.....	12
I.5. Bilan des forces exercées sur une pale.....	14
I.6. Systèmes de régulation de la puissance de l'éolienne	14
I.6.1. Système de décrochage aérodynamique (Stall control)	14
I.6.2. Système d'orientation des pales (Pitch control)	15
I.7. Conversion électromécanique	16
I.7.1. Éoliennes à vitesse fixe.....	16
I.7.2. Éoliennes à vitesse variable	17
I.8. Structures utilisant la Machines synchrones à aimants permanents GSAP	18
I.8.1. Topologie utilisant un redresseur à diodes et onduleur contrôlé par MLI.....	19
I.8.2. Topologie utilisant un redresseur à thyristors	19
I.8.3. Topologie utilisant un pont redresseur triphasé à diodes avec un hacheur.....	20
I.8.4. Topologie utilisant un redresseur commandé à IGBT	21
I.8.5. Topologie utilisant plusieurs convertisseurs à deux niveaux en parallèles.....	21

I.8.6. Topologie utilisant des convertisseurs multi niveaux de type NPC	22
I.8.7. Topologie utilisant des convertisseurs multi niveaux de type Multicellulaire Série ..	23
I.9. Conclusion.....	27
CHAPITRE.II	28
MODELISATION ET COMMANDE DES TURBINES EOLIENNES	28
II.1. Introduction.....	28
II.2. Modèle du vent.....	28
II.3. Conversion de l'énergie éolienne.....	29
II.3.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique	29
II.3.2. Loi de Betz et coefficient de puissance	30
II.4. Modélisation de la turbine	33
II.4.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine	33
II.4.2. Énergie mécanique transformée.....	33
II.4.3. Modèle du multiplicateur.....	34
II.4.4. Modèle de l'arbre de transmission	34
II.5. Stratégies de commande de la turbine éolienne.....	35
II.6. Techniques d'extraction du maximum de la puissance (MPPT)	37
II.6.1. Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse.....	38
II.6.2. Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse	40
II.7. Résultats de simulation et expérimentaux des techniques MPPT.....	42
II.7.1. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse.....	42
II.7.2. Résultats de simulation de MPPT avec asservissement de vitesse	43
II.7.3. Validation expérimentale et comparaison entre les commandes MPPT	44
II.8. Techniques de limitation de la vitesse et de la puissance.....	47
II.8.1. Technique de limitation de la vitesse de rotation.....	48
II.8.2. Développement d'une nouvelle commande de limitation de la puissance 'Pitch Angle'	48
II.9. Résultats des techniques de limitation de la vitesse et de la puissance.....	54
II.9.1. Résultats de simulation pour une éolienne de grande puissance	54
II.9.2. Validation expérimentale et résultats de simulation d'une éolienne de petite puissance.....	57
II.10. Conclusion	61

CHAPITRE.III.....	62
MODELISATION ET COMMANDE DE LA CHAÎNE EOLIENNE A	
BASE DES MACHINES SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS.....	62
III.1. Introduction	62
III.2. Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents.....	62
III.2.1. Hypothèses simplificatrices.....	62
III.2.2. Description.....	62
III.2.3. Equations électriques.....	63
III.2.4. Equations magnétiques.....	64
III.2.5. Transformation de Park	65
III.2.6. Equation des flux au système biphasé (d, q)	66
III.2.7. Équation des tensions dans le système biphasé (d, q).....	67
III.2.8. Expression de la puissance	68
III.2.9. Expression du couple	68
III.2.10. Equations mécaniques	69
III.3. Simulation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP)	69
III.3.1. Fonctionnement à vide	69
III.3.2. Fonctionnement en charge.....	71
III.4. Commande du générateur synchrone à aimants permanents.....	74
III.4.1. Stratégie de commande du générateur synchrone à aimants permanents	74
III.4.2. Commande vectorielle du générateur synchrone à aimants permanents.....	75
III.4.3. Modélisation de la liaison au réseau	82
III.5. Stratégie de commande des puissances injectées au réseau	83
III.5.1. Choix des éléments caractéristiques du convertisseur côté réseau	85
III.5.2. Modélisation du filtre	85
III.5.3. Modélisation du transformateur.....	87
III.5.4. Commande de la chaîne éolienne.....	87
III.6. Résultats de simulation des performances de la chaîne éolienne	88
III.6.1. Comportement de la chaîne éolienne	88
III.6.2. Commande du facteur de puissance et la puissance réactive	93
III.6.3. Performance de l'éolien vis-à-vis la variation de V_{dc}	95
III.6.4. Performance de l'éolien vis-à-vis de variations de la résistance statorique	96
III.7. Commande du coté réseau sans boucle de verrouillage de phase (PLL)	98
III.7.1. Validation expérimentale et résultats de simulation	99
III.8. Conclusion	103

CHAPITRE.IV	105
CONVERTISSEURS MULTICELLULAIRES ET LEUR	
INTEGRATION DANS UN SYSTEME EOLIEN	105
IV.1. Introduction	105
IV.2. Structure d'un convertisseur multicellulaire série	105
IV.3. Modélisation des convertisseurs multicellulaires série	107
IV.3.1. Hypothèses	107
IV.3.2. Modélisation d'un onduleur multicellulaire série monophasé	107
IV.4. Commande des convertisseurs multicellulaires série monophasés	113
IV.4.1. Commande d'un onduleur multicellulaire série monophasé	113
IV.4.2. Analyse et comparaison des onduleurs monophasés	114
IV.5. Commande des convertisseurs multicellulaires série triphasés	118
IV.5.1. Structure et commande d'un onduleur multicellulaire série triphasé	118
IV.5.2. Commande de Lyapunov des convertisseurs multicellulaires série (BF)	119
IV.6. Association et performances des convertisseurs multicellulaires série dans un système éolien	120
IV.6.1. Performance de la chaîne éolienne utilisant un onduleur multicellulaire série	120
IV.6.2. Performance de la chaîne éolienne utilisant un onduleur classique.....	125
IV.6.3. Comparaison des performances des deux systèmes éoliens.....	129
IV.7. Comparaison des performances de la chaîne éolienne utilisant différentes topologies.....	130
IV.8. Conclusion.....	132
 CHAPITRE.V	 133
VALIDATION EXPERIMENTALE DE LA CHAÎNE ÉOLIENNE	
GLOBALE	133
V.1. Introduction.....	133
V.2. Description du banc d'essai	133
V.3. Réalisation de l'émulateur éolien.....	135
V.3.1. Modélisation et commande du moteur à courant continu (MCC)	136
V.3.2. Stratégie de commande du moteur à courant continu (MCC)	138
V.3.3. Mise en œuvre et résultats d'émulateur.....	139
V.4. Réalisation de la chaîne éolienne	141
V.4.1. Implantation de la commandes MPPT et de l'angle de calage des pales par RNA	141
V.4.2. Performance de la commande par RNA vis-à-vis de la variation de la puissance limite.....	143

V.4.3. Performance de la chaîne éolienne vis-à-vis la variation des échelons de vitesses du vent	145
V.5. Commande de la chaîne éolienne couplée au réseau en temps réel.....	147
V.5.1. Comportement de la chaîne éolienne couplée au réseau vis-à-vis la variation des vitesses du vent	147
V.5.2. Comportement de la chaîne éolienne vis-à-vis la variation de tension du réseau ..	153
V.5.3. Commande du facteur de puissance	154
V.6. Conclusion	156
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES	157
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	160
ANNEXE A- CALCUL ET SYNTHÈSE DES CORRECTEURS	167
ANNEXE B- PARAMÈTRES DE SIMULATION	170
ANNEXE C- IDENTIFICATION DES PARAMÈTRES	171

Liste des figures

Figure I.1. Production mondiale de l'énergie éolienne.	5
Figure I.2. Les dix premiers producteurs de l'énergie d'éolienne dans le monde (MW).....	5
Figure I.3. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie.	6
Figure I.4. La rose du vent d'Adrar.....	7
Figure I.5. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 50m du sol (m/s) en Algérie.	7
Figure I.6. Vitesse du vent à Adrar.	7
Figure I.7. Station éolienne de Kaberten, Adrar.	8
Figure I.8. Turbine éolienne à base MSAP, URERMS, à Adrar.	8
Figure I.9. Principe de conversion de l'énergie cinétique de vent.	9
Figure I.10. Différentes utilisations de l'énergie l'éolienne.	9
Figure I.11. Éoliennes à axe vertical.	10
Figure I.12. Éoliennes à axe horizontal.	11
Figure I.13.Éolienne amont horizontale.	11
Figure I.14. Eolienne aval horizontale.	11
Figure I.15. Composantes d'une turbine éolienne.	12
Figure I.16. Éléments d'une nacelle.	13
Figure I.17. Bilan des forces sur une pale.	14
Figure I.18. Flux d'air sur un profil de pale " stall ".	15
Figure I.19. Variation de l'angle de calage d'une pale.	15
Figure I.20. Éoliennes à base d'une machine asynchrone directement connectée au réseau.	16
Figure I.21. Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et du vent.	17
Figure I.22. Éoliennes à vitesse variable à base MAS à rotor bobiné.	18
Figure I.23. Exemple d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne.	19
Figure I.24. Alimentation avec un redresseur à diodes.	19
Figure I.25. Alimentation avec un redresseur à thyristor.	20
Figure I.26. Structure à pont à diodes triphasé associé à un hacheur dévolteur.	20
Figure I.27. Schéma de la chaîne éolienne à base des convertisseurs MLI.....	21
Figure I.28. Chaîne éolienne utilisant plusieurs modules convertisseurs à deux niveaux.	22
Figure I.29. Schéma de la chaîne éolienne à base des convertisseurs NPC.	22
Figure I.30. Schéma de la chaîne éolienne à base des convertisseurs multicellulaires série.....	24
Figure I.31. Ondulation du courant en fonction de rapport cyclique.	25
Figure I.32. Comportement en tension et en courant des composants de puissance.	26

Figure I.33. Comportement en tension et en fréquence des composants de puissance.....	26
Figure II.1. Allure de la vitesse du vent.	29
Figure II.2. Colonne d'air animée d'une vitesse v	29
Figure II.3. Tube du courant autour d'une éolienne.....	30
Figure II.4. Caractéristique du coefficient de puissance.	31
Figure II.5. Vitesse du vent (V_v) et vitesse tangentielle ($\Omega_t R_t$).	31
Figure II.6. Valeurs optimales du C_p pour une vitesse du vent donnée et λ	32
Figure II.7. Variation du coefficient de puissance en fonction de λ et β	33
Figure II.8. Modèle simplifié de la turbine éolienne.....	34
Figure II.9. Schéma des zones de fonctionnement d'éolienne.....	36
Figure II.10. Caractéristiques vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse du vent.	36
Figure II.11. Schéma des commandes de limitation de puissance.....	36
Figure II.12. Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance-vitesse de rotation.	38
Figure II.13. Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.....	40
Figure II.14. Schéma de la commande MPPT sans asservissement de vitesse.	40
Figure II.15. Schéma de MPPT avec asservissement de vitesse.....	42
Figure II.16. Profil du vent.	42
Figure II.17. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse.	43
Figure II.18. Résultats de MPPT avec asservissement de vitesse.....	44
Figure II.19. Résultats obtenus des deux stratégies de commande.	45
Figure II.20. Comparaison entre les résultats expérimentaux des MPPTs.....	47
Figure II.21. Schéma de commande de limitation de vitesse.	48
Figure II.22. Schéma du système d'orientation des pales.	49
Figure II.23. Schéma du système d'orientation des pales.	50
Figure II.24. Modèle d'un neurone biologique et un neurone artificiel.....	51
Figure II.25. MLP utilisé dans la commande.....	53
Figure II.26. Courbes de performance et de teste de RNA.....	53
Figure II.27. Commande MPPT-Pitch angle avec la commande du GSAP.....	54
Figure II.28. Profil du vent pour illustrer les trois zones de fonctionnement.....	55
Figure II.29. Résultats des trois zones de fonctionnement.....	56
Figure II.30. Comparaison entre les résultats expérimentaux et ceux de simulation pour une turbine une éolienne.....	59
Figure III.1. Représentation de la machine synchrone à aimants permanents.....	63
Figure III.2. Passage du repère (abc) du stator au repère (d,q) de Park.....	65
Figure III.3. Schémas équivalents du GSAP selon les deux axes d et q	68
Figure III.4. Générateur synchrone à aimants permanents à vide.....	71

Figure III.5. GSAP en charge ($R_{ch}=50\Omega$; $L_{ch}=0.002H$)	74
Figure III.6. Commande du générateur synchrone à aimants permanents.	75
Figure III.7. Position du vecteur flux et tension.	76
Figure III.8. Boucles de régulation de courants et le découplage des tensions.	77
Figure III.9. Schéma bloc de la boucle d'asservissement de vitesse.....	78
Figure III.10. Schéma d'un onduleur de tension triphasé avec une charge.....	79
Figure III.11. Génération d'une MLI naturelle de l'interrupteur S_a	80
Figure III.12. Tension u_{ab} de l'onduleur avant filtrage.....	81
Figure III.13. Commande de la turbine avec la commande vectorielle du GSAP associé au convertisseur.....	82
Figure III.14. Schéma électrique du bus continu.	83
Figure III.15. Boucle de régulation de la tension du bus continu.	83
Figure III.16. Schéma bloc de commande du processus d'injection.....	84
Figure III.17. Schéma électrique du filtre.....	86
Figure III.18. Schéma monophasé équivalent simplifié du transformateur.	87
Figure III.19. Schéma global de la commande de l'aérogénérateur connecté au réseau.	88
Figure III.20. Résultats de simulation pour une éolienne de 6.6kW.....	91
Figure III.21. Control du facteur de puissance et de la puissance réactive.	95
Figure III.22. Variation de la valeur du bus continu.	96
Figure III.23. Tension du bus continu.	97
Figure III.24. Tensions du réseau et les courants injectés au réseau.....	97
Figure III.25. Schéma fonctionnel de la boucle de verrouillage de la phase (PLL).	98
Figure III.26. Résultat de simulation de la boucle de verrouillage de phase (PLL).	98
Figure III.27. Schéma de commande du coté réseau sans PLL.	99
Figure III.28. Simulation et validation expérimentale de la commande du coté réseau sans PLL.	101
Figure IV.1. Structure d'un bras multicellulaire série de $(N+1)$ niveaux.....	106
Figure IV.2. Onduleur multicellulaire série à trois cellules et quatre niveaux.	108
Figure IV.3. Structure élémentaire agissant sur la tension du condensateur.....	108
Figure IV.4. Différentes configurations des cellules aux bornes d'un condensateur.....	109
Figure IV.5. Configurations principales d'un onduleur ($N=4$).	111
Figure IV.6. Convertisseur à trois cellules ($N=4$).	112
Figure IV.7. Commande d'un onduleur multicellulaire monophasé ($N=3$).	114
Figure IV.8. Onduleur monophasé classique.....	115
Figure IV.9. Tension de sortie et son spectre.	115
Figure IV.10. Tension de sortie et son spectre ($N=4$).	116
Figure IV.11. Courant de sortie et son spectre ($N=4$).	116

Figure IV.12. Tension des cellules($N=4$).....	116
Figure IV.13. Tension des condensateurs($N=4$).....	116
Figure IV.14. Tension de sortie et son spectre ($N=8$).....	117
Figure IV.15. Courant de sortie et son spectre ($N=8$).....	117
Figure IV.16. Structure d'un onduleur multicellulaire série triphasé.	118
Figure IV.17. Signaux de commande d'un onduleur multicellulaire série triphasé.....	119
Figure IV.18. Chaîne éolienne à base d'un onduleur multicellulaire série.	121
Figure IV.19. Performances de l'éolienne à base un onduleur multicellulaire série.	124
Figure IV.20. Chaîne éolienne à base d'un onduleur multicellulaire série.	125
Figure IV.21. Performances de l'éolienne à base un onduleur classique.....	128
Figure IV.22. Comparaison des performances des deux systèmes éoliens.	129
Figure V.1. GSAP (à gauche) couplé avec un MCC (à droite).....	134
Figure V.2. Banc d'essai de la chaîne éolienne réalisée.....	134
Figure V.3. Montage des équipements coté réseau.....	135
Figure V.4. Montage expérimental d'émulateur éolien à base d'un redresseur commandé.....	136
Figure V.5. Modèle électrique du MCC à excitation séparée.....	137
Figure V.6. Schéma bloc du MCC à excitation séparée.....	138
Figure V.7. Schéma de commande d'émulateur éolien réalisé à base d'un hacheur.	138
Figure V.8. Résultats de simulation d'émulateur éolien (profil du vent et vitesse de rotation).	139
Figure V.9. Vitesse de rotation réelle avec sa référence.	139
Figure V.10. Tension de hacheur.	140
Figure V.11. Courant de hacheur.	140
Figure V.12. Résultats de simulation et expérimentaux d'émulateur éolien.....	140
Figure V.13. Commande de la turbine couplée au GSAP et au convertisseur.	141
Figure V.14. Courant et tension d'émulateur éolien réalisé.	142
Figure V.15. Résultats expérimentaux d'émulateur éolien.	142
Figure V.16. Test expérimental de la limitation de la puissance.	144
Figure V.17. Test expérimental de la limitation de la puissance.	146
Figure V.18. Schéma expérimental de la chaîne éolienne couplée au réseau.	147
Figure V.19. Résultats expérimentaux de la chaîne éolienne couplée au réseau.....	152
Figure V.20. Résultats expérimentaux coté réseau.....	154
Figure V.21. Montage expérimental de l'injection au réseau ($\cos\gamma=1$).....	154
Figure V.22. Résultats expérimentaux de la variation du facteur de puissance.	155

Liste des tableaux

Tableau I.1. Classification des éoliennes.....	10
Tableau I.2. THD pour les courants de sortie d'un convertisseur à deux et à trois niveaux NPC de caractéristiques semblables.....	23
Tableau II.1. Analogie entre le neurone biologique et celui artificiel.....	52
Tableau IV.1. Grandeurs caractéristiques d'un convertisseur multicellulaire série.....	107
Tableau IV.2. Différentes configurations aux bornes d'un condensateur.....	109
Tableau IV.3. Etats possibles d'un convertisseur à cinq niveaux ($N=4$).....	111
Tableau IV.4. Paramètres de simulation utilisés pour les onduleurs monophasés.....	115
Tableau IV.5. Comparaison entre les onduleurs classiques et ceux multicellulaires dans l'éolien.....	129
Tableau IV.6. Comparaison entre les onduleurs classiques et ceux multicellulaires dans l'éolien.....	130

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

MSAP	Machine synchrone à aimants permanents
GSAP	Générateur synchrone à aimants permanents
<i>M.P.P.T</i>	Le suivi du point maximal de puissance (Maximum Power Point tracking)
<i>IGBT</i>	Transistors bipolaires à grille isolée (Insulated Gate Bipolar Transistor)
<i>MLI</i>	Modulation de largeur d'impulsions
<i>DC / AC</i>	Continu / Alternatif
IAEA	International Atomic Energy Agency
SKTM	Filiale de SONELGAZ, Sharikat Kahraba wa Takat Motajaddida
CDÉR	Centre de Développement des Énergies Renouvelables
URERMS	Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien
ONM	Office National de la Météorologie
NPC	Convertisseur clampé par le neutre (Neutral Point Clamped)
RNA	Rréseau de Neurone Artificiel
MLP	Réseau Perceptrone multicouche (Multi-Layer Perceptron)
LM	L'algorithme de Levenberg-Marquardt
MSE	Erreur carrée moyenne (Mean squared error)
FOC	Commande d'orientation du flux, (Field Oriented Control)
DPC	Commande directe de puissance (Direct Power Control)
PLL	Boucle de verrouillage de phase (Phase locked loop)
TSR	Vitesse spécifique (Tip Speed Ratio)
THD	Le facteur de distorsion (Total Harmonic Distorsion)
FFT	Transformation rapide de Fourier (Fast Fourier transformation)
MCC	Moteur à courant continu

Symboles

Ω	Vitesse de rotation mécanique du rotor
\vec{F}_{rot}	Vecteur force représentant la poussée en direction de la rotation sur la pale
\vec{F}_{ax}	Vecteur force représentant la poussée axiale sur une pale
\vec{F}_{res}	Résultante de \vec{F}_{rot} , \vec{F}_{ax}
\vec{V}	Vecteur vitesse du vent
\vec{V}_{rot}	La composante du vent due à la rotation de l'aérogénérateur
\vec{V}_{res}	La résultante des deux vecteurs précédents
β	L'angle de calage

β_{opt}	L'angle de calage optimal
i	L'angle d'incidence
E_c	Energie cinétique du vent
V_1, V_2	Vitesses du vent respectivement en amont et en aval de l'éolienne
V, V_v	Vitesses du vent
V_m	Vitesses moyenne du vent
ρ	Masse volumique de l'air
H	L'altitude
R_d	Constante des gaz parfaits
T_c	Température
P_0	pression atmosphérique
E_c	Énergie cinétique du vent
s	Surface balayée par le rotor de l'éolienne
m	Masse d'air traversant le rotor éolien en une seconde
P_m	Puissance extraite par le rotor éolien
P_{mt}	Puissance théorique maximale extractible d'un vent non perturbé
C_p	Coefficient de puissance de l'éolienne
λ	Vitesse spécifique ou ration de vitesse
$\Omega_{tur}, \Omega_{mec}$	Vitesse de rotation de l'éolienne respectivement avant et après le multiplicateur
P_{mg}	Puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur
v	Vitesse du vent instantanée
C_{aer}	Couple aérodynamique de l'éolienne
R_t	Rayon de la pale
Ω_{tur}	Vitesse angulaire de la turbine
C_g	Couple résistant (issu du multiplicateur)
Ω_{mec}	Vitesse mécanique du générateur
Ω_{ref}	Vitesse mécanique de référence
J_g	Moment d'inertie du générateur
J_{tur}	Inertie de la turbine
G	Gain du multiplicateur
C_g	Le couple issu du multiplicateur
C_f	Le couple résistant dû aux frottements
C_{mec}	Couple mécanique total appliqué au rotor de l'éolienne
P_{elec}	Puissance électrique générée par l'éolienne
P_{nom}	Puissance nominale de l'éolienne
V_{cut-in}	Vitesse du vent à laquelle l'éolienne se démarre

$V_{cut-out}$	Vitesse du vent à laquelle l'éolienne s'arrête
$V_{\Omega_{min}}$	Vitesse du vent correspondante à la vitesse de rotation minimale
$V_{\Omega_{nom}}$	Vitesse du vent correspondante à la vitesse de rotation nominale
V_{nom}	Vitesse nominale du vent
$\Omega_{nom}, \Omega_{min}$	Respectivement vitesse de rotation nominale et celle minimale
$\Omega_{cut\ in}, \Omega_{cut\ out}$	Respectivement vitesse de rotation de démarrage et d'arrêt
Ω_s	Vitesse de rotation de synchronisme (nominale)
C_{em-ref}	Couple électromagnétique de référence
$\Omega_{tur-ref}$	Vitesse angulaire de référence de la turbine
Ω_{ref}	Vitesse mécanique de référence du générateur
C_{pmax}	Coefficient de puissance maximal de la turbine
C_e	Coefficient d'efficacité
$C_{p\ opt}$	Coefficient de puissance optimal de la turbine
P_{opt}	Puissance optimal de la turbine
G	Gain du multiplicateur de vitesse
$C_{aer-estim}$	Couple aérodynamique estimé
$\Omega_{turbine-estim}$	Vitesse mécanique estimée de la turbine
$\Omega_{Max\ ref}$	Vitesse de rotation maximale de référence
V_{est}	Valeur estimée de la vitesse du vent
K_{opt}	Constant optimal du couple
K_m	Etape de mesure
C_{ass}	Régulateur pour l'asservissement de la vitesse mécanique
K_p	Gain proportionnel du régulateur PI
K_i	Gain intégral du régulateur PI
ξ	Coefficient d'amortissement
ω_n	Pulsation naturelle
α	Facteur de proportionnalité
η	Rendement global de la turbine éolienne
η_a	Rendement aérodynamique de la turbine éolienne
$\eta_{méc}, \eta_g$	Respectivement le rendement mécanique et rendement du générateur
η_b, η_c	Respectivement les rendements de la boîte de vitesse, et du convertisseur
η_T	Rendement du transformateur et les éléments électriques
x_i	Vecteurs d'entrée
b_j^l	Biais
W_{ji}^l	Poids synaptique de neurone j dans la couche l
Sgm	Fonction d'activation des couches cachées est du type sigmoïde

Y_i^1	Vecteurs de sortie
(d, q)	Indice du repère de Park lié au rotor
R_s	Résistance statorique
L_d	Inductance statorique directe
L_q	Inductance statorique quadratique
(v_{sd}, v_{sq})	Composantes de la tension au stator dans le repère de Park
φ_f	Flux d'excitation des aimants permanents
$(\varphi_{sd}, \varphi_{sq})$	Composantes du flux statorique dans le repère de Park
$(I_{ds}, I_{qs}), i_{ds}, i_{qs}$	Composantes du courant statorique
C_{em}	Couple électromagnétique
C_r	Couple résistant
(d, q, o)	Indices (direct, quadrature, homopolaire) du repère de Park
R_s	Résistance statorique
L_d	Inductance statorique directe
γ	Angle de déphasage entre le courant et la tension
θ	L'angle électrique entre le repère statorique et le repère rotorique
θ_0	Angle électrique initial
V_{dc}	Tension aux bornes du condensateur (bus continu)
V_{dc-ref}	Tension de référence du condensateur
C	Capacité du condensateur
v_{abc}	Tensions aux phases a, b et c du stator
i_{abc}	Courants aux enroulements a, b et c du stator
v_s	Vecteur tension statorique
$\varphi_{a,b,c}$	Flux statoriques
$\varphi_{a,b,c,f}$	Flux constant dû aux aimants permanents
M	Mutuelle inductance entre phases du stator
φ_{max}	Flux max dû aux aimants permanents
L	Inductance propre d'une phase statorique
X	Représente le courant, la tension ou le flux
$[P(\theta)]$	Matrice de Park modifiée
$[K(\theta)]$	Matrice de Park
W_e	Energie emmagasinée dans le circuit magnétique
θ_{geo}	Ecart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator)
θ_e	Angle électrique

C_{mot}	Couple moteur appliqué sur le générateur
R_{ch}	Résistance de la charge
L_{ch}	Inductance de la charge
q	Nombre de phases
T	Période
V_{DC}	Tension aux bornes du condensateur
u_{ab}, u_{bc}, u_{ca}	Tensions composées
u_{ao}, u_{bo}, u_{co}	Tensions d'entrée de l'onduleur
u_{an}, u_{bn}, u_{cn}	Tensions simples de la machine
m	Indice de modulation
$f_{dec.}$	Fréquence de la porteuse
f_{mod}	Fréquence de la référence
r	Coefficient de réglage en tension
V_m	L'amplitude de la tension de référence
U	L'amplitude de la porteuse
S_i, D_i avec $i \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$	Etat des interrupteurs, Transistor IGBT et la diode en anti-parallèle
E_0	La force électromotrice du générateur
K_T	Constant du couple
T_e, T_0, T_f, τ	Constantes de temps
V_{g_max}	Valeur maximale de la tension composée côté alternatif
X_s	Réactance du générateur
i_1	Courant modulé par le convertisseur du côté de la machine
i_2	Courant d'onduleur modulé par le convertisseur du côté du réseau
i_c	Courant du condensateur
S	Grandeur de Laplace
$i_{moy-ref}$	Courant moyen de référence
P_{dc-moy}	Puissance du condensateur
P_{ref}	Puissance active de référence
Q_{ref}	Puissance réactive de référence
P_g	Puissance active injectée au réseau
v_g, i_g	Tension et courant du réseau
ΔI_{Max}	Ondulation maximale admissible du courant
f_c	Fréquence de la porteuse (de commutation).

v_m, v_g	Respectivement tension de coté moteur et coté réseau
v_{Rf-i}	Tensions aux bornes de la résistance du filtre
v_{Lf-i}	Tensions aux bornes de l'inductance du filtre
Δv	Tensions aux bornes des bobines
Rf	Résistance du filtre
Lf	Inductance du filtre
K	Rapport de transformation de transformateur
V_{gp}, V_{gs}	Respectivement, tension au primaire et au secondaire de transformateur
L_p	Inductance ramenée au primaire de transformateur
R_p	Résistance ramenée au primaire de transformateur
N_1, N_2	Respectivement, nombre de spire au primaire et au secondaire de transformateur
E	Tension continue d'alimentation
G_{ol}, G_{cl}	Respectivement fonction de Transfer en boucle ouverte et en boucle fermée
I_{sd-ref}, I_{sq-ref}	Respectivement courant de référence selon l'axe direct et l'axe en quadrature
E_{eff}	Valeur efficace de la tension distordue
E_H	Valeur efficace de l'ensemble des harmoniques
E_F	Valeur efficace du fondamentale
N	Nombre des cellules associées
V_{ci}	Tension de référence de condensateur (i)
V_{cell}	Tension de référence des cellules
δ_i	Sens du courant dans le condensateur
Ψ_i	Déphasages entre les porteuses
Z	Impédance
V_e, i_e, R_e, L_e	Respectivement, tension, courant, résistance et inductance d'inducteur de MCC
V_a, i_a, R_a, L_a	Respectivement, tension, courant, résistance et inductance d'induit de MCC
E_{mcc}	Force électromotrice (FEM) de MCC
L_m	Inductance qui modélise l'effet de l'aimant permanent
K_e, K_t	Respectivement constante du couple et de la fem de MCC
J_{mcc}, f_{mcc}	Respectivement inertie et coefficient de frottement de MCC
T_{em}, T_r	Respectivement couple de MCC et couple résistant

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie sous toutes ses formes est très importante au développement de l'humanité et dans nos différentes activités quotidiennes notamment l'énergie électrique. En effet, l'accès à l'électricité, implique la garantie de meilleures conditions de vie. Ces dernières années, l'industrialisation très forte et la prolifération des appareils électriques ont mené à des besoins immenses en énergie électrique avec une augmentation croissante sans cesse de demande de ce type d'énergies. Actuellement, plusieurs zones n'ont pas l'accès à l'électricité pour raison d'infrastructures lourdes et coûteuses, d'économie fragile, de l'éloignement et la difficulté d'accès à ces zones. Depuis que l'industrialisation a commencé, la richesse économique a été immédiatement liée avec l'accès aux combustibles fossiles pour la production énergétique, en premier lieu le charbon, mais plus récemment le pétrole et le gaz. Le problème de la consommation d'énergie est devenu de plus en plus important ; des inquiétudes concernant les effets de la croissance économique sur la consommation excessive des ressources naturelles et de l'impact sur l'environnement due à la pénurie énergétique au niveau mondial, en particulier l'atmosphère, ont été notées : augmentation de l'effet de serre, pollution atmosphérique et des sols inhérente aux déchets radioactifs et les déchets des centrales nucléaires, pollution des eaux et pluies acides.

Aujourd'hui, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première consiste à diminuer la consommation d'énergie demandée par les appareils et d'augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant leur rendement et efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources d'énergie. Dans ce contexte, différentes solutions de substitution ont été envisagées en l'occurrence les énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydraulique, géothermique...)

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables, en particulier l'énergie éolienne, offre une solution remarquable qui pourrait pallier aux problèmes sus-cités, grâce essentiellement à ses impacts insignifiants sur l'environnement, au gisement éolien considérable dans plusieurs pays, à l'adaptation à la production décentralisée et le fait que cette énergie est renouvelable et pourrait contribuer au développement dans le monde. Ainsi, la production d'électricité par cette source renouvelable offre une grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement [1, 2].

Cependant le caractère aléatoire de cette source (vent), et le besoin d'une bonne qualité d'énergie stable et efficace pour alimenter les charges ou bien l'injecter au réseau, nous impose de maîtriser cette énergie et d'établir de bonnes commandes et de règles de dimensionnement et d'optimisation, accompagnées par un bon choix de la topologie et le type de générateur d'énergie pour les mieux exploiter. Les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches et développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts (de fabrication, d'usage,...etc) et d'augmenter les performances et l'efficacité énergétique, c'est-à-dire en jouant sur l'architecture (choix des convertisseurs, minimisation du nombre et coût des dispositifs,...), le bon dimensionnement, la gestion de l'énergie et l'optimisation de la puissance (maximisation ou limitation selon le besoin).

Le présent mémoire décrit une étude approfondie sur l'utilisation de la machine synchrone à aimants permanents, intégrée dans un système éolien connecté au réseau à travers des convertisseurs statiques.

L'objectif principal de ce travail est d'améliorer les performances et le rendement global de la chaîne éolienne à base du générateur synchrone à aimants permanents, pour cette raison notre contribution apparaît dans la commande de la turbine éolienne avec plus de robustesse et rapidité, en addition, nous avons introduit une topologie basée sur le convertisseur multi niveaux de type Multicellulaire série dans l'application de la chaîne éolienne, laquelle topologie a permis d'éliminer le transformateur et d'obtenir une meilleure qualité de tension et courant.

Dans notre travail, diverses structures de conversion d'énergie sont proposées : redresseurs à diodes sans et avec association à un hacheur, redresseurs MLI et convertisseurs multi-niveaux.

Cette thèse est structurée sur cinq chapitres :

I. ETAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE

Dans ce chapitre, un bref historique du concept de l'énergie éolienne, des statistiques sur la production mondiale d'énergies éoliennes, les différents types d'éoliennes (verticales, horizontales, à vitesse fixes et vitesse variable), différentes topologies et leurs performances sont données. Ledit chapitre se termine avec un choix d'une nouvelle topologie proposée basée sur les convertisseurs multicellulaires séries pour le système éolien.

II. MODELISATION ET COMMANDE DES TURBINES EOLIENNES

Le second chapitre est consacré à l'étude et à la commande de la turbine éolienne. Nous commençons par un développement d'un modèle mathématique général du vent et de la turbine éolienne, puis nous développons la commande de la turbine éolienne dans les différentes zones de fonctionnement. Dans le but de maximiser la puissance captée du vent, deux stratégies de commandes MPPT sont développées, simulées (sous Matlab 2017) et validées expérimentalement en temps réel avec des comparaisons afin de choisir la meilleure stratégie pour l'utiliser dans la suite du travail. La première est basée sur l'estimation de la vitesse du vent, tandis que, la deuxième est basée sur l'asservissement de la vitesse.

Dans le cas où la vitesse de rotation est grande, nous avons développé la commande de limitation de la vitesse à celle maximale pour protéger le générateur et les équipements mécaniques contre les survitesses. Lorsque la puissance captée du vent dépasse la puissance nominale de la turbine, il est fait appel à une nouvelle contribution qui est la limitation de puissance par l'angle de calage des pales, basée sur l'intelligence artificielle (Réseau de Neurones). Cette commande a fait l'objet d'une publication, et nous avons réussi à l'implanter en temps réel à l'aide dSPACE 1104.

III. MODELISATION ET COMMANDE DE LA CHAÎNE EOLIENNE A BASE DES MACHINES SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS

Le troisième chapitre est réservé à l'étude du fonctionnement et les performances du générateur synchrones à aimants permanents (GSAP) afin de mieux comprendre son fonctionnement dans la

chaîne éolienne. En premier lieu, le GSAP est étudié et modélisé dans sa structure générale avant d'arriver à un modèle définitif utilisée au cours de ce travail. Ce modèle est validé par les résultats de simulation en utilisant le logiciel (MATLAB- Simulink) et ce pour les deux régimes à vide et en charge, dans le but de vérifier que les courbes obtenues confirment la théorie. Afin d'éliminer le couplage des grandeurs électriques et mécaniques, la commande vectorielle du GSAP est développée. Puis, les modèles mathématiques et les commandes de la suite des éléments de la chaîne éolienne sont développés, à savoir, le convertisseur MLI, le bus continu, le filtre, le transformateur et le réseau sur lequel la chaîne éolienne est connectée. Ensuite, ce système global de la conversion de l'énergie éolienne est simulé et testé par des variations des paramètres. En fin, nous avons amélioré la robustesse du système éolien par le développement d'une commande coté réseau sans l'utilisation de la boucle de verrouillage de phase (PLL). Une comparaison entre la simulation et la validation expérimentale termine le chapitre.

IV. CONVERTISSEURS MULTICELLULAIRES ET SON INTEGRATION DANS UN SYSTEME EOLIEN

Dans le quatrième chapitre, nous nous sommes intéressés essentiellement aux convertisseurs multiniveaux du type multicellulaire série qui peuvent avoir théoriquement un nombre illimité de niveaux ($N+1$); en plus, ils ont plein d'avantages surtout en terme de qualité des signaux électriques et réduction du facteur de distorsion (THD), la grande bande passante et le pouvoir de supporter les hautes puissances. Les modèles mathématiques de ces convertisseurs, leurs commandes en mode monophasé et triphasé à savoir la commande MLI et la commande directe de Lyapunov afin d'améliorer la dynamique du système en boucle fermée sont élaborés. Ensuite, dans le but de découvrir l'importance de cette nouvelle topologie proposée basée sur les convertisseurs multicellulaires série, une comparaison est faite entre l'association des convertisseurs multicellulaires série et les convertisseurs classiques à deux niveaux dans le système éolien afin de montrer leur influence sur les performances dans la chaîne éolienne connectée au réseau. Cette étude est illustrée par des simulations.

V. VALIDATION EXPERIMENTALE DE LA CHAÎNE EOLIENNE GLOBALE

Le cinquième chapitre est consacré à la réalisation pratique de la chaîne éolienne en temps réel dans le laboratoire ESIEE Paris, France. Vu le matériel disponible, la chaîne éolienne réalisée est de structure (back to back) à base d'un GSAP dont les paramètres sont identifiés. De ce fait, un émulateur éolien basé sur la machine à courant continu est réalisé. Ensuite, nous avons effectué des tests de la commande basée sur RNA, ainsi que de variations des paramètres en temps réel pour voir leurs effets sur la sensibilité des commandes appliquées d'une part, et concevoir les performances de la chaîne éolienne d'autre part. Les résultats obtenus sont comparés avec ceux simulés.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale et des perspectives.

Chapitre I

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

I.1. Introduction	4
I.2. Généralité sur l'énergie éolienne	4
I.2.1. Historique de l'éolien	4
I.2.2. Perspectives mondiales de l'éolien	5
I.2.3. Énergie éolienne en Algérie	6
I.2.4. Énergie éolienne à Adrar	7
I.3. Notions théoriques sur l'éolien	9
I.3.1. Définition d'éolienne	9
I.3.2. Classification des éoliennes	9
I.4. Principaux éléments d'une éolienne à axe horizontal	12
I.5. Bilan des forces exercées sur une pale	14
I.6. Systèmes de régulation de la puissance de l'éolienne	14
I.6.1. Système de décrochage aérodynamique (Stall control)	14
I.6.2. Système d'orientation des pales (Pitch control)	15
I.7. Conversion électromécanique	16
I.7.1. Éoliennes à vitesse fixe	16
I.7.2. Éoliennes à vitesse variable	17
I.8. Structures utilisant la Machines synchrones à aimants permanents GSAP	18
I.8.1. Topologie utilisant un redresseur à diodes et onduleur contrôlé par MLI	19
I.8.2. Topologie utilisant un redresseur à thyristors	19
I.8.3. Topologie utilisant un pont redresseur triphasé à diodes avec un hacheur	20
I.8.4. Topologie utilisant un redresseur commandé à IGBT	21
I.8.5. Topologie utilisant plusieurs convertisseurs à deux niveaux en parallèles	21
I.8.6. Topologie utilisant des convertisseurs multi niveaux de type NPC	22
I.8.7. Topologie utilisant des convertisseurs multi niveaux de type Multicellulaire Série	23
I.9. Conclusion	27

{ و من آياته أن يرسل الرياح مبشرات وليذيقكم من رحمته ولتجري الفلك بأمره ولتبتغوا من فضله ولعلكم تشكرون }

سورة الروم، الآية «46»

CHAPITRE.I

ÉTAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

I.1. Introduction

Ces dernières années, l'énergie électrique devient très nécessaire dans toutes nos activités quotidiennes, elle a connu une augmentation croissante sans cesse afin de répondre aux exigences domestiques et industrielles accrues ; cette augmentation est accompagnée par les risques de pénurie des matières fossiles et leurs effets sur le changement climatique et sur l'environnement, dénotent encore une fois de l'importance majeure des énergies renouvelables qui représentent une solution alternative envisageable. Parmi les nouvelles sources d'énergie, on trouve l'énergie éolienne qui prend une place de plus en plus importante pour la production d'électricité, et c'est ce dernier type qui fera l'objet du présent travail.

Dans ce chapitre, un bref historique du concept de l'énergie éolienne, des statistiques sur la production mondiale d'énergies éoliennes, et cette dernière en Algérie seront donnés. Aussi, les différents types d'éoliennes (verticales, horizontales, à vitesse fixe et vitesse variable), et les différentes topologies seront présentés.

Vu les avantages importantes de la machine synchrone à aimants permanents dans les éoliennes, elle sera particulièrement présentée en détail dans ce chapitre. L'exploitation des convertisseurs multiniveaux pour le système éolien sera discutée en montrant leurs avantages en termes de réduction du contenu harmonique des courants et tensions de sortie.

I.2. Généralité sur l'énergie éolienne

I.2.1. Historique de l'éolien

L'exploitation de l'énergie captée à partir du vent est une technologie ancienne et très courante depuis l'antiquité mais elle a été oubliée longtemps. Il y remonte à 2000 ans avant Jésus-Christ, l'homme utilisait déjà l'énergie éolienne pour la transformer en énergie mécanique pour différentes applications [1]. On trouve à partir du V^e siècle les premiers aéromoteurs en Asie, ce sont des machines à axe vertical et, à peu près à la même époque, les Égyptiens utilisent des moulins à axe horizontal. En VII^e siècle, Perse (Iran actuel) a utilisé des roues à énergie éoliennes rudimentaires composées d'une simple tour supportant des pales faites à partir de roseaux attachés en paquets. En Europe, les premières éoliennes sont construites (en 1100) et composés de quatre pales qui tournent autour d'un axe horizontal. Leur application était utilisée pour faire avancer les bateaux, pomper de l'eau, moulin du grain ou scier du bois, mais la transformation en énergie électrique ne débute qu'au 19^{ième} siècle. Pendant la période 1930-1960 et la deuxième guerre mondiale, les recherches aérodynamiques importantes pour l'aéronautique permirent aux moteurs éoliens de faire des progrès sensibles notamment en Danemark et Allemagne [2], mais à la fin de cette période leur développement fut stoppé en raison d'une concurrence avec les énergies primaires fossiles. D'un point de vue économique, le coût du kWh thermique était bien meilleur marché que celui de

l'éolien. L'histoire des éoliennes reprend à partir de 1980 avec les dizaines de kW, après le premier choc pétrolier de 1973 qui a alerté les états producteurs d'énergie fossile. En 1991, la première ferme éolienne de type 'offshore' a été installée avec une capacité de 4,95MW en Vindeby, au Danemark. L'essor des éoliennes débute véritablement de nouveau qu'en décembre 1997 lors de la conférence de Kyoto qui débouche sur les accords du même nom : une partie des pays industrialisés s'engage à réduire leur émission de gaz à effet de serre à l'horizon 2010 [3, 4].

I.2.2. Perspectives mondiales de l'éolien

Actuellement, l'énergie éolienne devient compétitive comme d'autres sources d'énergie électrique plus traditionnelles, grâce à son faible risque et au besoin d'énergie propre et fiable. Selon l'IAEA (International Atomic Energy Agency), il est noté qu'aucun réacteur nucléaire n'est entré en activité en 2008 [5, 6]. L'énergie éolienne connaît une grande croissance et attraction des investisseurs dans le monde. La figure(I.1) illustre la puissance éolienne installée dans le monde qui est toujours en croissance et elle a plus que doublée en 2016 par rapport à celle installée en 2011 [6].

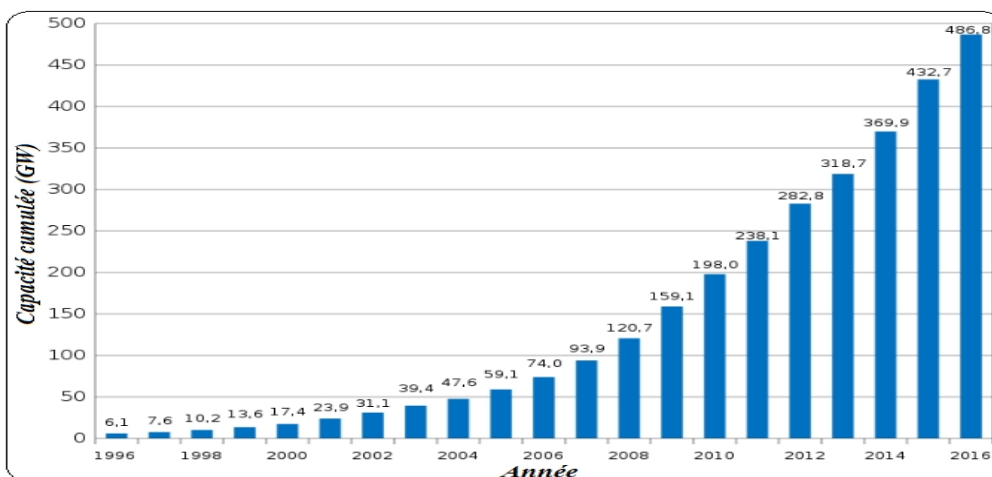


Figure I.1. Production mondiale de l'énergie éolienne.

La figure (I.2) illustre la croissance de la puissance installée entre deux années consécutives pour les dix premiers producteurs de l'énergie éolienne dans le monde [5, 6].

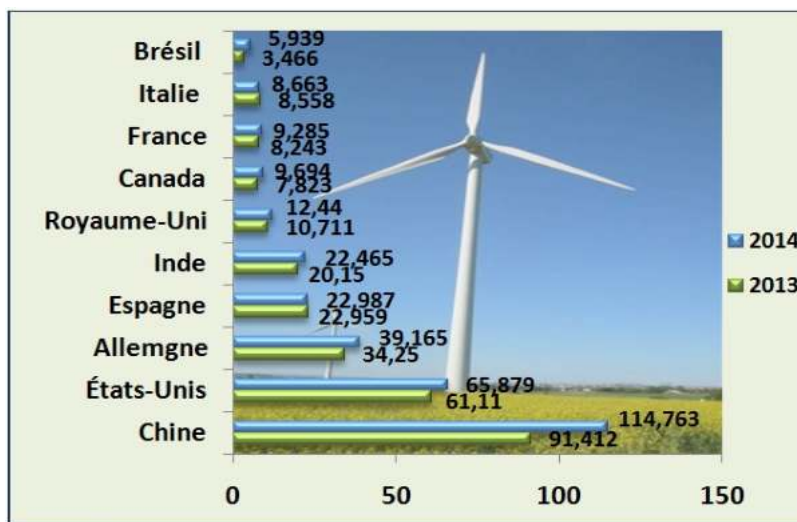


Figure I.2. Les dix premiers producteurs de l'énergie d'éolienne dans le monde (MW).

On peut remarquer que la Chine a récemment pris la première place en termes d'équipement total avant les états unis en 2014. En calculant rigoureusement et en prenant en compte les facteurs d'insécurité, on estime que l'énergie éolienne sera capable de contribuer en 2020 à au moins 12% de la consommation électrique mondiale [5].

I.2.3. Énergie éolienne en Algérie

En Algérie, les ressources du vent sont différentes d'un endroit à l'autre dus à une topographie et à un climat très divers. Néanmoins, notre pays présente un potentiel éolien considérable, il a été déjà estimés par le centre de développement des énergies renouvelables (CDÉR) depuis les années 90 à travers la production des atlas, de la vitesse du vent et du potentiel énergétique éolien disponible en Algérie, Il est trouvé qu'un potentiel éolien considérable peut être exploité pour la production d'énergie électrique, surtout dans les régions situées au sud-ouest du Sahara, où les vitesses de vents sont élevées et peuvent dépasser 6m/s dans la région de Tindouf et 7m /s dans la région d'Adrar [7-9].

En addition, cinq zones ventées ont été identifiées et susceptibles de recevoir des installations éoliennes : deux zones sur le littoral, trois zones sur les hauts plateaux, [8]. Le potentiel éolien de ces régions a été estimé à 172 TWh/an dont 37 TWh/an économiquement exploitable soit l'équivalent de 75% des besoins nationaux en 2007 [7].

La figure (I.3) présente la carte des vents et la densité d'énergie en Algérie [8].

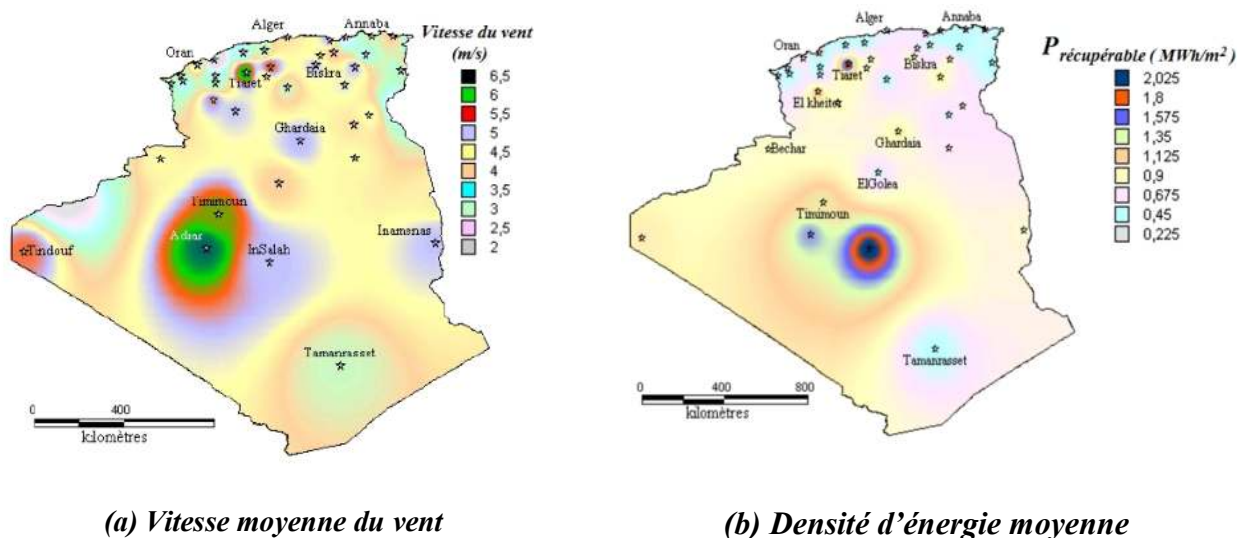


Figure I.3. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie [8].

Les trois régions situées au sud-ouest du Sahara (Tindouf, In Salah et Adrar) semblent être les plus favorables à l'installation de fermes éoliennes car elles cumulent à elles seules un potentiel économique approchant les 24 TWh/an [8, 9].

La politique énergétique en Algérie s'articule autour des préoccupations d'utilisation rationnelle de l'énergie, de promotion des énergies renouvelables et de protection de l'environnement; ainsi plusieurs actions sont proposées pour les mettre en place et portent sur l'ensemble de la chaîne allant de la recherche à la distribution. En effet, plusieurs champs éoliens et photovoltaïques sont installés dans différentes régions, en particulier Adrar.

I.2.4. Énergie éolienne à Adrar

Adrar se trouve au Sud-Ouest de l'Algérie, à environ 1540 km d'Alger. Cette région est caractérisée par sa topographie relativement plate, ainsi que par une géomorphologie désertique. Adrar et ses alentours sont caractérisés par un potentiel du vent considérable venant de la direction dominante Est-Nord-Est (ENE), (figure .I.4, et figure .I.5) [8, 10, 11]. Les données du vent de cette région classent cette dernière comme la première présentant le meilleur potentiel du vent en Algérie [12, 13].

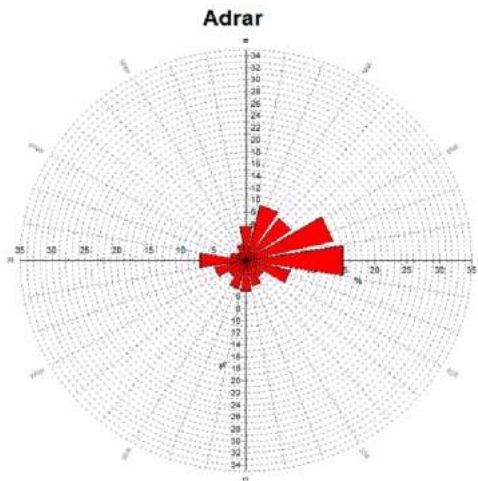


Figure I.4. La rose du vent d'Adrar [10].

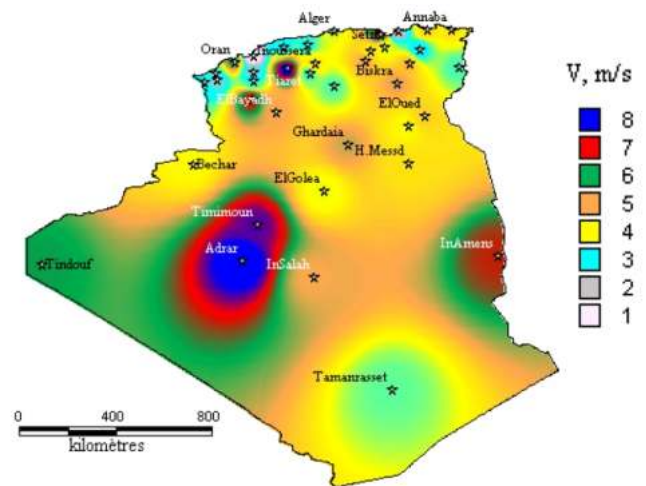
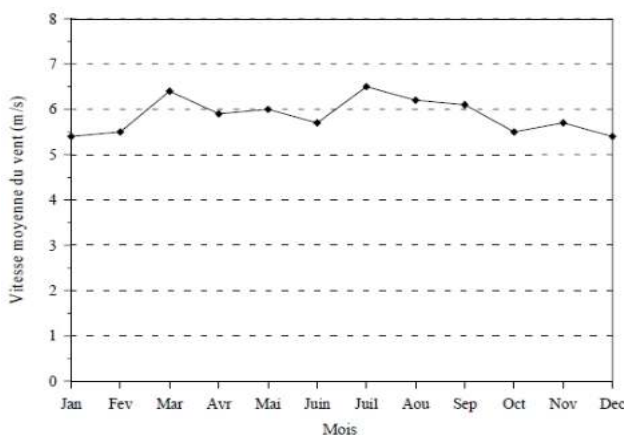
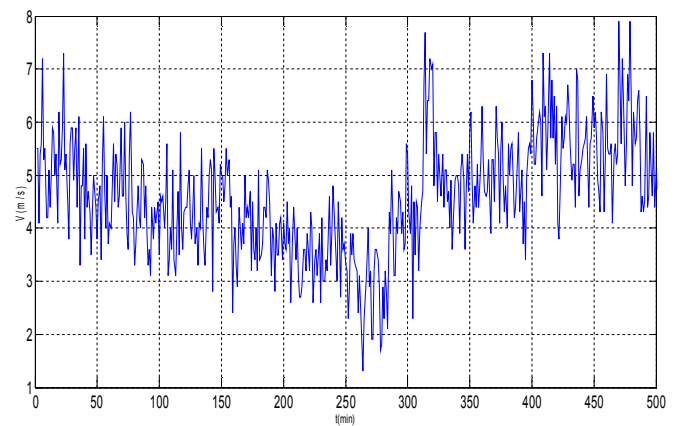


Figure I.5. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 50m du sol (m/s) en Algérie [8].

L'étude du potentiel éolien d'Adrar est basée sur les vitesses horaires du vent de la période 2003-2008 mesurées par l'Office National de la Météorologie (ONM) [14, 15]. La station de mesure est placée à l'aéroport d'Adrar, ses coordonnées géographiques sont 27,82°N et -0,18°E; l'anémomètre est placé à une hauteur de 10 m. Les mesures ont permis de tracer les variations journalières, mensuelle et annuelle de la vitesse moyenne du vent (figure. I.6) [9, 16].



(a) Vitesses moyennes annuelle du vent du site d'Adrar [9]



(b) Vitesses du vent mesurée au 30 Janvier 2014 (Adrar) [14]

Figure I.6. Vitesse du vent à Adrar.

Adrar possède un potentiel éolien très important, ce qui fait que l'énergie éolienne présente une très bonne solution environnementale et économique surtout pour les applications de production

d'électricité, le pompage d'eau et l'irrigation dans les zones arides où l'électricité n'est pas disponible ou son transport est onéreux. Pour cette raison, la première utilisation de pompage d'eau par la turbine éolienne en Afrique a été à "Ksar Ouled Aroussa", Adrar en 1957 [17]. En effet, la première ferme éolienne en Algérie a été lancée officiellement le 30/10/2011, puis elle a été mise en marche le 03/06/2014 à Adrar, et plus précisément à Kaberten (72km au nord le Willaya d'Adrar), Elle se trouve à une altitude d'environ (263 m) à proximité d'une ligne électrique afin de raccorder le parc éolien et de réduire les coûts de production d'électricité. Ce parc éolien a une capacité de 10.2 MW, avec une surface de 30 hectares, et il est constitué de 12 turbines éolienne, type Gamesa G52 de 0.85 MW chacune; ces éoliennes sont à rotor tripale de 52 m de diamètre, basées sur des générateurs asynchrones à double alimentation (GADA) fonctionnant à vitesse variable avec un régulateur pitch. Ce projet a été retenu par la (Sharikat Kahraba wa Takat Motajaddida, SKTM), filiale du groupe SONELGAZ, (figure .I.7) [15-17].



(a) Situation de Kaberten (Adrar)



(b) Turbine Gamesa G52-850kW

Figure I.7. Station éolienne de Kaberten, Adrar.

A cet effet, l'Unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien (URÉRMS), Adrar, qui fait partie du CDÉR, a mis en place un axe d'expertise en énergie éolienne vue la disponibilité de potentiel du vent afin d'approfondir la recherche scientifique sur le système de production éolien avec l'intégration de pompage éolien et d'autres applications. La figure (I.8) représente la turbine éolienne installée à l'URÉRMS de type 'Whisper 100'.



Figure I.8. Turbine éolienne à base MSAP, URERMS, à Adrar.

Cette turbine est basée sur le générateur synchrone à aimants permanents, ce type de générateur est préférable dans les applications de petites puissance et dans les sites isolés grâce à son coût relativement faible et à son fonctionnement même à faible vitesse [10, 18-22].

I.3. Notions théoriques sur l'éolien

I.3.1. Définition d'éolienne

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, elle s'avère une source d'énergie non polluante et durable. L'éolienne convertit l'énergie cinétique captée du vent en énergie mécanique puis en électricité [2, 4]. Le schéma d'une éolienne est représenté par la figure (I.9).

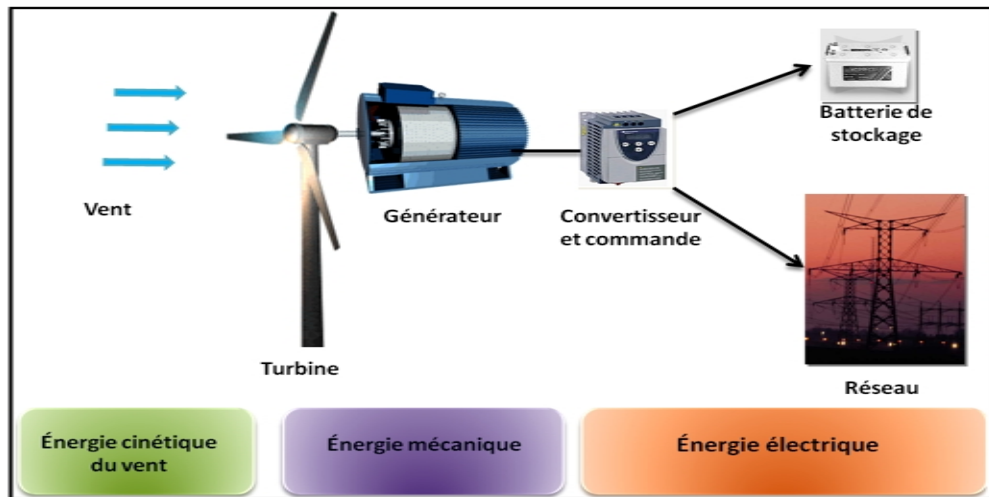


Figure I.9. Principe de conversion de l'énergie cinétique de vent.

La puissance et le débit d'énergie d'une éolienne augmentent en fonction de la hausse de la vitesse du vent [2, 3]. La figure (I.10), montre trois utilisations de l'énergie éolienne: (a) pompage de l'eau, (b) moulin à vent, (c) production de l'électricité [2].



Figure I.10. Différentes utilisations de l'énergie l'éolienne [2].

I.3.2. Classification des éoliennes

Les générateurs éoliens sont classés selon plusieurs critères (gamme de puissances, axe horizontal ou vertical, mode de fonctionnement à vitesse fixe ou variable), et aussi l'emplacement : 'Onshore' (placé sur la terre), 'Offshore' (placés dans la mer) [2, 3].

I.3.2.1. Générateurs éoliens selon la gamme de puissance

Selon la gamme de puissance nominale produite par l'aérogénérateur, les éoliennes sont divisées en trois catégories, petite, moyenne et grande puissance [2-4].

Le tableau suivant donne un résumé sur les trois catégories des éoliennes :

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite puissance	moins de 12 m	moins de 40 kW
Moyenne puissance	12 m à 45 m	40 kW à 1 MW
Grande puissance	46 m et plus	1 MW

Tableau I.1. Classification des éoliennes.

I.3.2.2. Types d'éoliennes (selon axe)

On classe les éoliennes suivant la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice. Il existe principalement deux types de turbines éoliennes: à axe vertical et à axe horizontal

A. Turbines éoliennes à axe vertical

Elles présentent certains avantages, telle que la possibilité de mettre le générateur au sol, il n'y a pas besoin de système d'orientation en fonction de la direction du vent car le vent peut frotter les pales dans toutes les directions et elles sont de construction simple. Elles tournent à faible vitesse et sont, de ce fait, peu bruyantes. Néanmoins, elles sont les moins utilisées à cause de leurs mauvaises performances par rapport à celles à axe horizontal, dont des difficultés pour leur guidage mécanique, le palier bas doit supporter le poids de l'ensemble de la turbine et la vitesse de rotation est lente donc couple important.

Il existe principalement trois technologies de ce type d'éoliennes [2], figure (I.11).

Turbines Darrieus classiques, turbines Darrieus à pales droites (type-H), turbines Savonius.



(a) Turbine Darrieus (b) Turbine Darrieus de type H (c) Turbine Savonius

Figure I.11. Éoliennes à axe vertical.

B. Éoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont aujourd'hui construites avec un rotor de type hélice, elles sont les plus utilisées et sont dotées d'un système de commande où la conception oriente le rotor face au vent [3], figure (I.12).



(a) *Éolienne bipale* (b) *Éolienne tripale* (c) *Éolienne multipale*

Figure I.12. Éoliennes à axe horizontal.

Les éoliennes à axe horizontal sont constituées de deux pales, trois ou multipale. Le plus souvent de ces éoliennes est le rotor tripale, car trois pales constituent un bon compromis entre le rendement, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien ainsi que l'aspect esthétique par rapport aux autres [2]. Les éoliennes à axe horizontal sont les plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et ont un coût moins important [2].

Dans les éoliennes à axe horizontal, la turbine peut se trouver à l'avant de la nacelle ou à l'arrière, on distingue deux catégories :

Les turbines éoliennes amont, et celles aval.

❖ Turbine avant la nacelle (amont)

Une autre solution qui permet, notamment pour les fortes puissances d'éviter le tout dispositif mécanique d'orientation, complexe, lourd et coûteux est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle, il s'agit d'éolienne « aval ».

Dans ce cas, la turbine se place automatiquement face au vent qui souffle sur l'arrière des pales, le rotor est flexible et auto-orientable, figure (I.14). Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes sont notées dues au passage des pales derrière le mat et aux changements de direction du vent [23], figure (I.13).

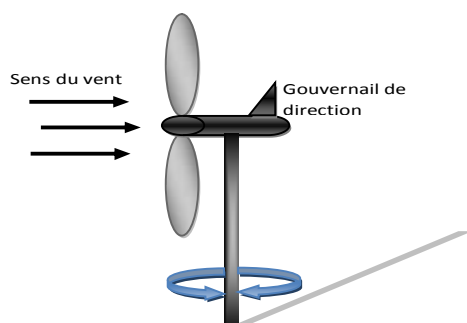


Figure I.13.Éolienne amont horizontale.

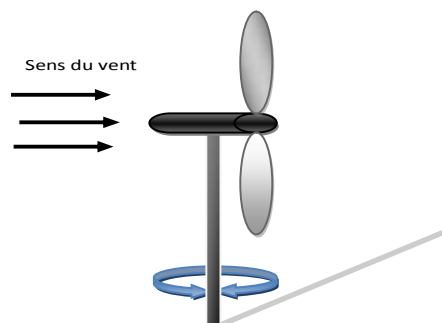


Figure I.14. Eolienne aval horizontale.

Une autre solution qui permet, notamment pour les fortes puissances d'éviter le tout dispositif mécanique d'orientation, complexe, lourd et coûteux est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle, il s'agit d'éolienne « aval ».

❖ Turbine derrière la nacelle (aval)

Dans ce cas, la turbine se place automatiquement face au vent qui souffle sur l'arrière des pales, le rotor est flexible et auto-orientable, figure (I.14).

Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes sont notées dues au passage des pales derrière le mat et aux changements de direction du vent [23].

I.4. Principaux éléments d'une éolienne à axe horizontal

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Mais on peut distinguer trois composants principaux, le rotor, la nacelle et la tour, comme illustré sur la figure (I.15) [3, 19, 24].

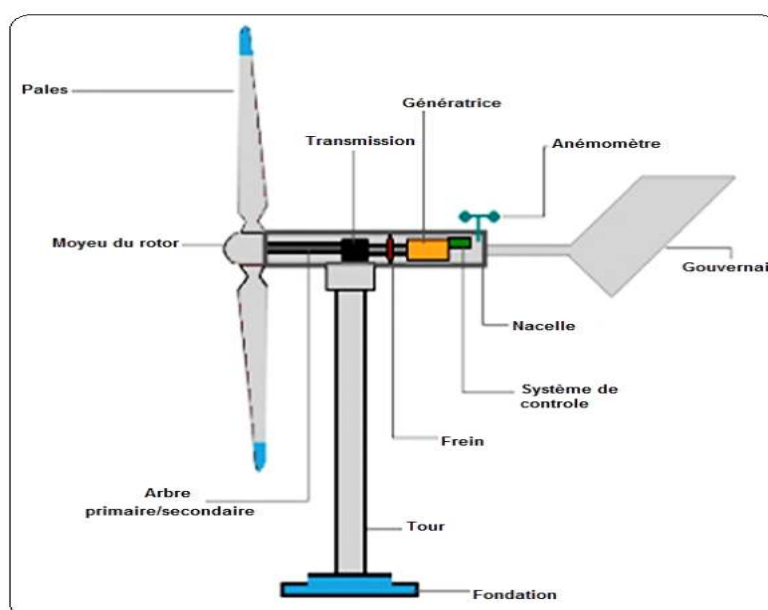


Figure I.15. Composantes d'une turbine éolienne.

- **Pales** : Les pales captent l'énergie du vent et la transfèrent au moyeu du rotor. Elles sont une partie très importante des éoliennes. De leur nature dépendront le bon fonctionnement et la durée de vie de la machine ainsi que le rendement du moteur éolien. Le nombre de pales a relativement peu d'influence sur les performances d'une éolienne, plus le nombre de pale est grand plus le couple de démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite. Les pales sont caractérisées par la longueur, la largeur, le profil, les matériaux et le nombre. Les premières éoliennes étaient munies de deux pales. Cette solution, même si elle permet des vitesses de rotation élevées, elle présente quelques inconvénients qui sont principalement les vibrations, le bruit, moins de stabilité par rapport aux tripales et une fatigue accrue du rotor. Actuellement, la majorité des installations sont dotées du système tripale car il représente un bon compromis entre le coût et l'efficacité [3].
- **Moyeu**: C'est l'organe qui supporte les pales. Il doit être capable de supporter des à-coups importants, surtout au démarrage de l'éolienne, ou lors de brusques changements de vitesses du vent. C'est pour cette raison que le moyeu est entièrement moulé (acier moulé) et non réalisé par soudure, figure (I.16) [3].

- **Nacelle:** C'est le coffret qui se trouve en haut du mât. Il contient et protège les différents composants de l'éolienne (la transmission, le générateur, le système de contrôle,...etc.) [24].
- **Arbre de transmission :** Il relie le moyeu au multiplicateur et contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin. Il reçoit le mouvement de rotation du moyeu afin d'entraîner le générateur électrique à travers le multiplicateur (s'il existe).

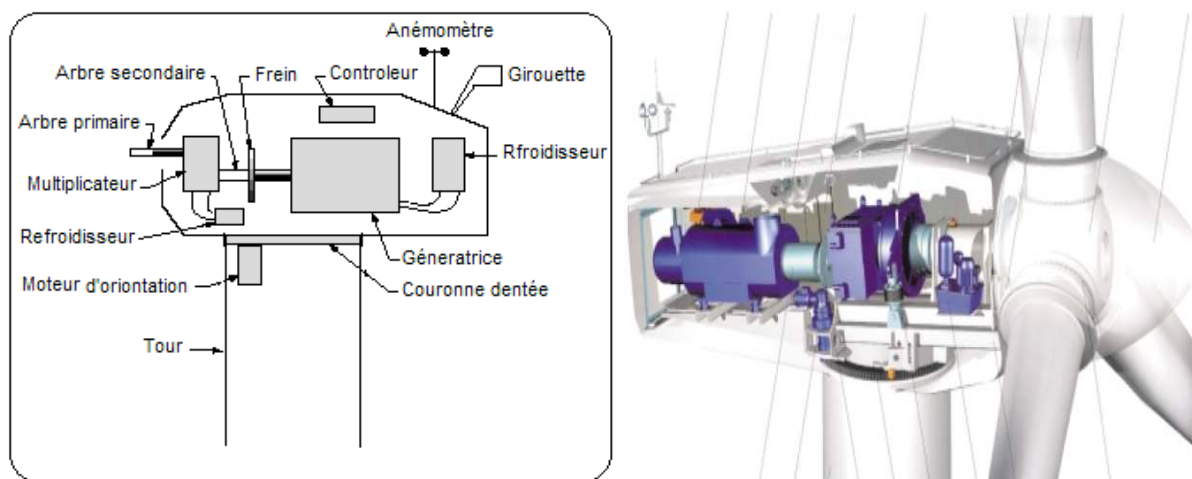


Figure I.16. Eléments d'une nacelle [2, 3].

- **Multiplicateur:** Appelée aussi **transmission**. Il adapte la vitesse de rotation de la turbine éolienne à celle du générateur électrique. Ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique à disque actionné en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique tombe en panne ou en cas de maintenance de l'éolienne. (Il n'est pas nécessaire dans les éoliennes utilisant un GSAP) [19].
- **Frein :** Il sert à arrêter l'éolienne en cas d'urgence, ou pour effectuer la maintenance. En général, une éolienne est enclenchée à partir de 4 m/s et est arrêtée approximativement à 25m/s [3].
- **Générateur électrique :** Il peut être un générateur à courant continu ou un alternateur. Dans tous les cas, il transforme l'énergie mécanique que lui transmet le rotor, en énergie électrique. De plus un convertisseur de puissance est associé éventuellement au générateur.
- **Système de refroidissement :** Il comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir le générateur et un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur. Il existe un certain type d'éoliennes comportant un refroidissement à l'eau [3].
- **Système de contrôle :** C'est un système électrique qui contrôle le mécanisme d'orientation. Il surveille le fonctionnement de l'éolienne, signale et commande l'arrêt de l'éolienne en cas de défaillance. Généralement, l'orientation est assurée par des moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée [3].
- **Anémomètre :** Il mesure la vitesse du vent qu'il transmet au système de contrôle.
- **Gouvernail :** C'est le système d'orientation pour les petites éoliennes. Il sert à maintenir le rotor de l'éolienne dans l'axe horizontal face au vent afin de tirer le maximum d'énergie. Dans les grandes éoliennes, il donne l'information de la direction du vent au système de control afin d'orienter la nacelle en face du vent à l'aide d'un moteur.
- **Tour (Mat):** Le rôle du mat est de supporter la nacelle et le rotor et de les placer à une hauteur suffisante afin de capter et bénéficier au maximum de l'énergie du vent [3].

I.5. Bilan des forces exercées sur une pale

La figure (I.17) représente la section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur [25]. La vitesse du vent arrivant face à cette pale, est représentée par le vecteur \vec{V} . Le vecteur \vec{V}_{rot} représente la composante du vent due à la rotation de l'aérogénérateur. La résultante de ces deux vecteurs est appelée \vec{V}_{res} .

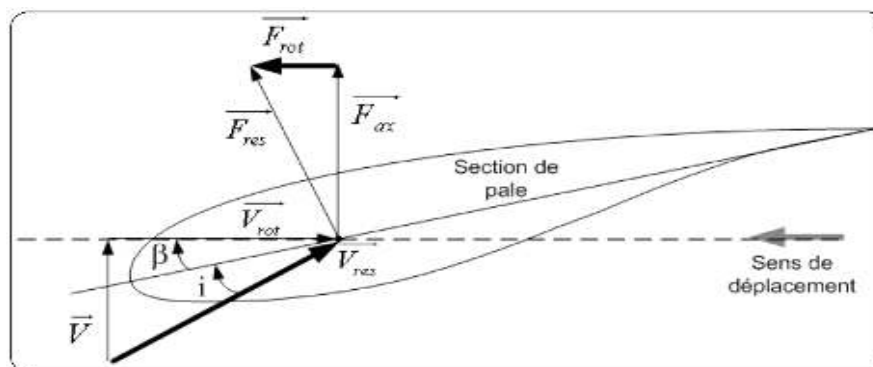


Figure I.17. Bilan des forces sur une pale.

L'action du vent sur la pale produit une force qui se décompose en une poussée axiale directement compensée par la résistance mécanique du mat et une poussée en direction de la rotation qui produit effectivement le déplacement. Chaque turbine éolienne est ainsi dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur nominale pour une vitesse du vent nominale donnée. Lorsque la vitesse du vent devient trop élevée ou si le générateur nécessite une vitesse de rotation fixe, la puissance extraite par l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale à l'aide de l'angle de calage des pales ' β '. 'i' est appelé l'angle d'incidence [25].

I.6. Systèmes de régulation de la puissance de l'éolienne

Les éoliennes sont en générale dimensionnées et construites de manière à atteindre leurs performances à une certaine puissance nominale P_n qui est obtenue à une vitesse du vent nominale V_n . En cas de vitesse du vent supérieure à V_n , il est nécessaire de perdre une partie de l'énergie supplémentaire contenue dans le vent afin d'éviter tout endommagement de l'éolienne [19, 24].

Il y'a deux manières différentes de contrôler la puissance extraite de la turbine à la valeur de la puissance nominale du générateur [24]:

I.6.1. Système de décrochage aérodynamique (Stall control)

Ce système consiste à concevoir la géométrie de la pale de façon à mettre à profil, en cas de vitesses du vent trop élevées, le décrochage aérodynamique en provoquant de la turbulence sur la partie de la pale qui n'est pas face au vent, (figure I.18), ce qui empêche la portance d'agir sur le rotor. Ce système est utilisé généralement dans les éoliennes à vitesse fixe de petites puissances.

Le système de régulation par décrochage aérodynamique est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale), il a l'avantage d'éviter l'installation de pièces mobiles dans le rotor, donc il est plus simple et moins coûteux.

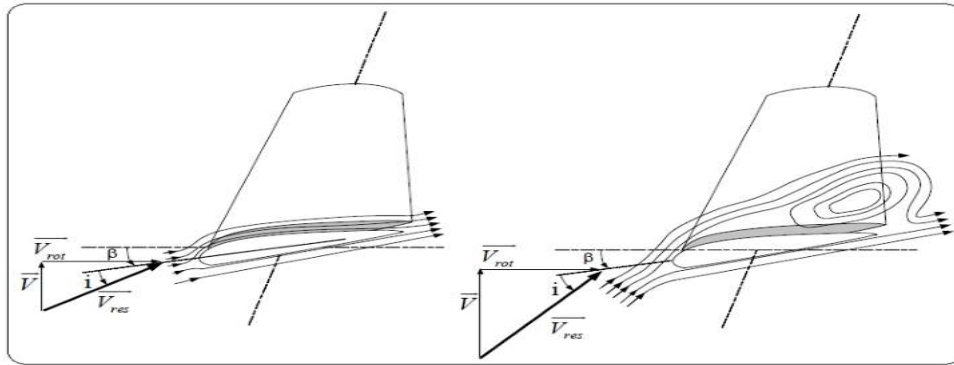


Figure I.18. Flux d'air sur un profil de pale " stall ".

L'inconvénient est qu'une telle régulation pose de grands défis à la conception aérodynamique des pales afin d'éviter l'apparition de vibrations par décrochage. Ainsi, il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales donc de leur état de propreté.

I.6.2. Système d'orientation des pales (Pitch control)

Cette commande consiste à conserver la puissance de la turbine constante et égale à celle nominale pour toute une gamme de vitesse du vent comprise entre la vitesse nominale V_n et la vitesse maximale admissible par la machine. Cette régulation est obtenue en faisant varier l'angle de calage, en pivotant les pales face aux fortes vitesses du vent par un dispositif de commande appelé « Pitch control » (figure I.19). Ceci ajuste la portance des pales à la vitesse du vent et limite ainsi la puissance générée. À la vitesse maximale du vent, les pales atteignent leurs positions extrêmes et se disposent « en drapeau ». Inversement, les pales seront pivotées de manière à pouvoir mieux capter de nouveau l'énergie du vent, dès que le vent aura baissé d'intensité [24, 25].

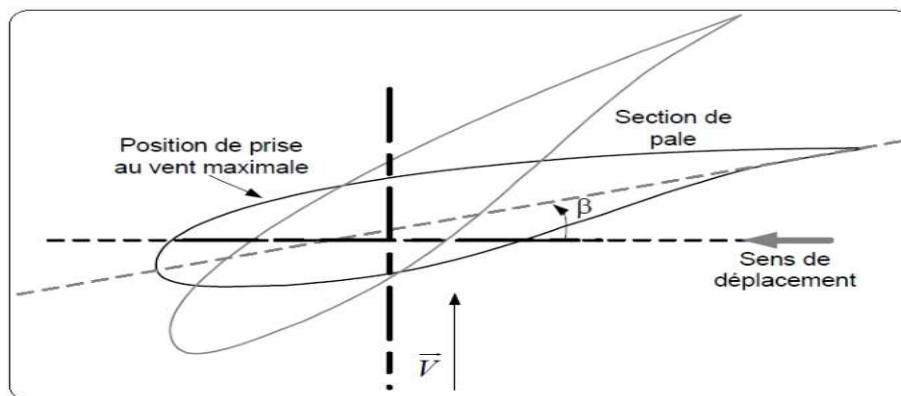


Figure I.19. Variation de l'angle de calage d'une pale.

Il existe divers types de systèmes de régulation de l'angle de calage de pales. Le pas peut être variable tout le long de la pale, ou uniquement sur le bout des pales. L'angle de calage est commandé soit par des masses en rotation utilisant la force centrifuge, soit par un système hydraulique ou des moteurs électriques. Le système hydraulique est le plus utilisé dans les aérogénérateurs de petites et moyennes puissances, alors que le système électrique est utilisé uniquement pour les grandes éoliennes [23, 25, 26]. Ce système de régulation de la puissance par orientation des pales possède l'avantage d'offrir un contrôle actif de puissance dans une large variation de la vitesse du vent, assure la continuité de production de l'énergie éolienne et facilite le freinage de l'éolienne, et l'énergie produite correspondant aux grandes vitesses du vent est plus

importante par rapport au premier système [19]. Le système de contrôle de la commande d'orientation des pales sera détaillé dans le deuxième chapitre avec une contribution à sa commande.

L'énergie cinétique du vent captée par les pales est ensuite transformée en énergie électrique grâce aux générateurs électriques souvent de type synchrone ou asynchrone.

I.7. Conversion électromécanique

Dans cette section, la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique sera présentée. Les technologies d'éoliennes les plus couramment utilisées seront ensuite discutées en se focalisant sur celles utilisant la machine synchrone à aimants permanents.

Selon le mode de fonctionnement, il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes, celles à vitesse fixe et l'autre à vitesse variable. La partie suivante décrit le fonctionnement de ces deux technologies et les différentes structures.

I.7.1. Éoliennes à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Dans cette technologie, le générateur (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) est directement couplé au réseau sans dispositif d'électronique de puissance, ce qui rend ce système simple et ayant un faible coût. Cependant, ces éoliennes sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive et un multiplicateur de vitesse. La vitesse mécanique est imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles du générateur, (figure I.20).

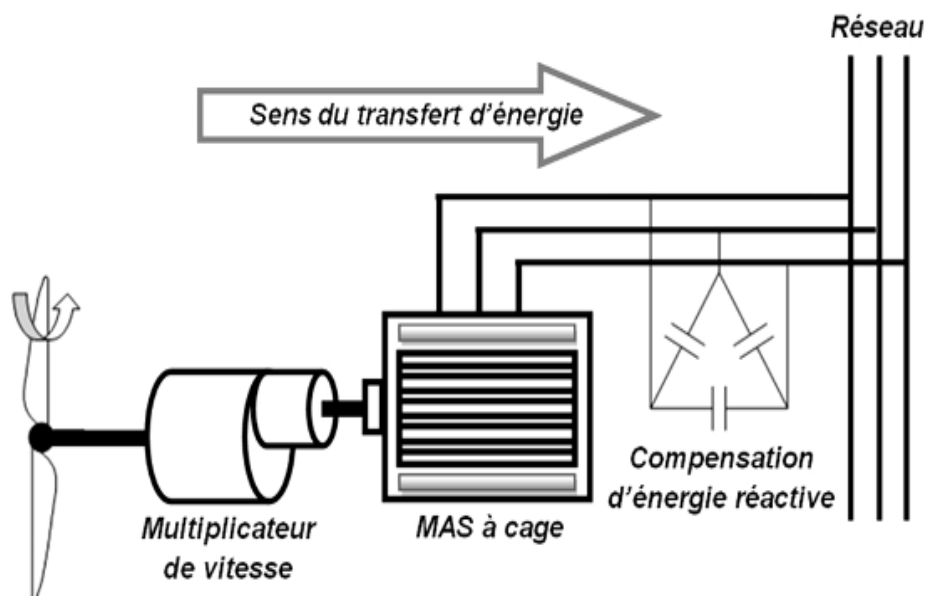


Figure I.20. Éoliennes à base d'une machine asynchrone directement connectée au réseau.

Le couple mécanique (produit par la turbine) tend à accélérer la vitesse du générateur qui fonctionne alors en hypersynchrone et fournit la puissance électrique au réseau [25]. Malgré la simplicité de ce système de fonctionnement à vitesse fixe, il n'exploite pas la totalité de la puissance disponible pour les vitesses du vent relativement élevées [26].

I.7.2. Éoliennes à vitesse variable

I.7.2.1. Intérêt de la vitesse variable:

Le fonctionnement à vitesse variable des éoliennes est devenu possible grâce au développement des convertisseurs statiques et de leurs dispositifs de commande. La figure (I.21), représente la caractéristique générale de la puissance convertie par une turbine éolienne en fonction de sa vitesse [24, 26].

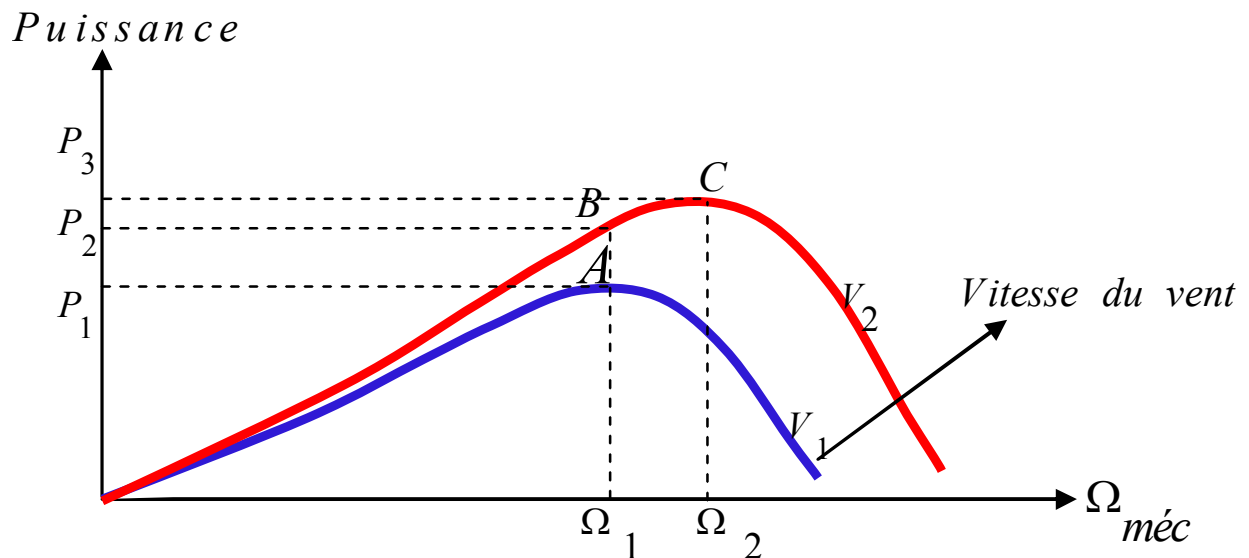


Figure I.21. Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et du vent.

D'après la figure, on peut voir clairement que, pour une vitesse du vent V_1 et une vitesse mécanique du générateur Ω_1 , on obtient une puissance nominale P_1 (point A). Si la vitesse du vent passe de V_1 à V_2 , et que la vitesse du générateur reste inchangée (cas d'une éolienne à vitesse fixe), la puissance P_2 se trouve sur la 2^{ème} caractéristique (point B). La puissance maximale se trouve ailleurs sur cette caractéristique (point C). Si on désire extraire la puissance maximale, il est nécessaire de varier et fixer la vitesse du générateur à une vitesse supérieure Ω_2 . Il faut donc rendre la vitesse mécanique variable en fonction de la vitesse du vent pour extraire le maximum de la puissance générée. Les majorités des techniques d'extraction maximale de puissance (appelées MPPT) consistent à ajuster le couple électromagnétique du générateur à celui de référence ou bien la vitesse à une valeur de référence (Ω_{ref}) calculée pour maximiser la puissance extraite [26]. Pour cette raison, les éoliennes à vitesse variable sont les plus utilisées; néanmoins, elles nécessitent une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou bien la charge afin de contrôler la fréquence et l'amplitude des grandeurs électriques. Les deux principales structures existantes des éoliennes à vitesse variable sont soit à base d'une machine asynchrone à rotor bobiné ou bien une machine synchrone à aimants permanents.

La figure (I.22) représente une chaîne éolienne utilisant une machine asynchrone à rotor bobiné et double alimentation (MADA) [26].

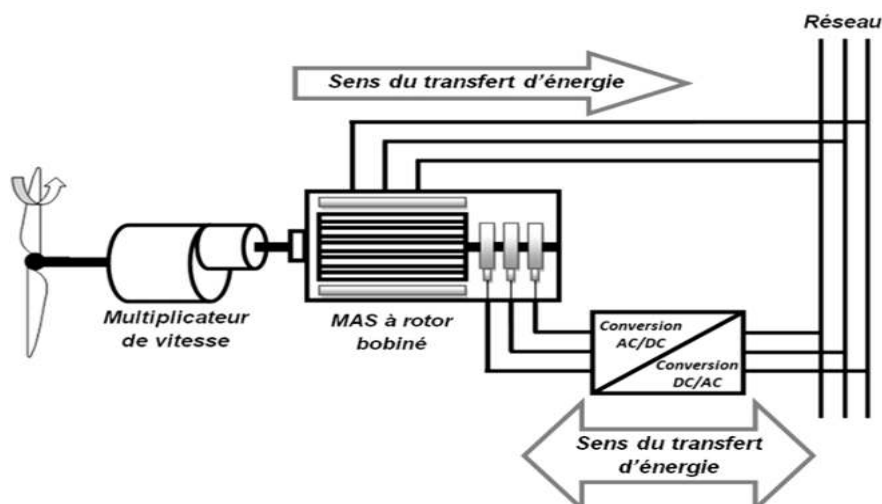


Figure I.22. Éoliennes à vitesse variable à base MAS à rotor bobiné.

Cette structure est la plus utilisée dans les systèmes éoliens à base MADA, elle s'appelle 'Structure de Scherbius'. Elle utilise deux ponts triphasés d'IGBT commandés par modulation de largeur d'impulsion (MLI), ce qui permet de contrôler le flux et la vitesse de rotation. En plus, la puissance rotorique est bidirectionnelle, ce qui autorise les fonctionnements sur une large plage de vitesse de rotation. Cependant, cette structure nécessite l'utilisation de la boîte de vitesse, ce qui fait augmenter le bruit et le coût de l'installation et de la maintenance [27], ainsi que le poids et le volume; elle abaisse aussi le rendement et la fiabilité du système, en plus, le contact glissant entre les bagues et les balais au niveau du rotor limite la vitesse et nécessite l'entretien; en addition, les pertes Joule au niveau du rotor aussi réduisent le rendement [18, 26].

Pour surmonter ces inconvénients, on a recouru à la chaîne éolienne à attaque directe (sans boîte de vitesse) à base de la machine synchrone à aimants permanents [19]. Les performances de ce type de machines notamment en termes de couple massique sont très intéressantes. La puissance extraite est optimisée pour les vitesses faibles du vent, de plus, le fait que seul son stator soit bobiné, localise les échauffements par effet Joule dans sa partie fixe, donc le refroidissement et la commande sont plus faciles. En addition, elles ont un facteur de puissance, rendement et puissance massique élevée [18, 26, 28].

Dans notre travail, nous nous intéressons à la machine synchrone à aimants permanents et donc les principales configurations utilisant cette machines seront détaillées dans la partie suivante.

I.8. Structures utilisant la Machines synchrones à aimants permanents GSAP

Grâce au développement très rapide de l'électronique de puissance, offrant à la fois, un bon compromis entre la qualité de puissance et le coût, le domaine de l'énergie éolienne a connu une large utilisation des convertisseurs de puissance. Plusieurs structures de conversion de l'énergie électrique fournie par le générateur éolienne à vitesse variable peuvent être utilisées dans le but d'avoir une tension de fréquence et amplitude compatibles avec la charge ou le côté réseau. Ces structures sont basées sur des dispositifs électroniques et se sont caractérisées par leurs performances et inconvénients sur les plans technique et économique [20, 29, 30]. Selon la topologie des convertisseurs utilisés, on peut décrire les structures couramment utilisées dans les chaînes de conversion d'énergie dédiées aux aérogénérateurs synchrones à aimants permanents, (figure I.23) [31, 32].

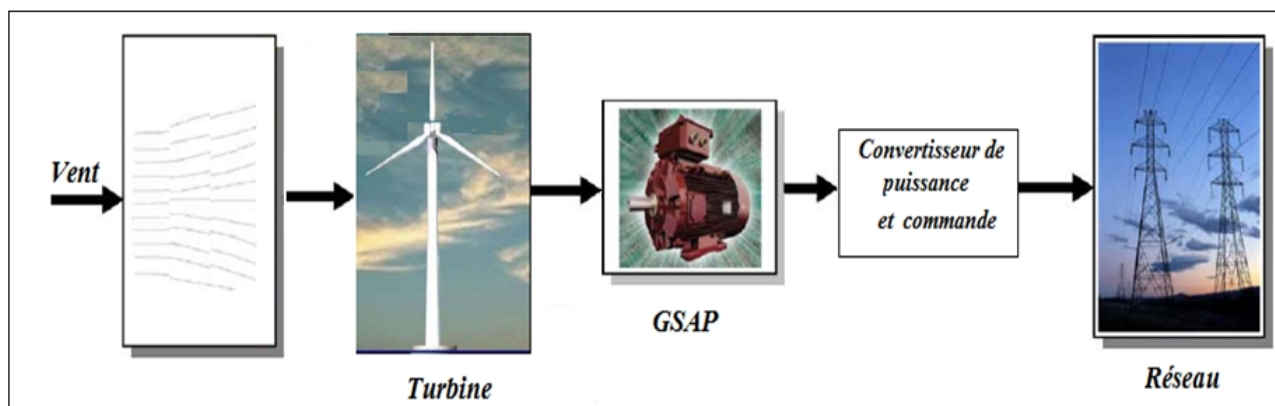


Figure I.23. Exemple d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne.

I.8.1. Topologie utilisant un redresseur à diodes et onduleur contrôlé par MLI

Dans cette topologie, le redresseur à diodes est placé entre le bus continu et le générateur, et un onduleur à fréquence fixe contrôlé par MLI est placé entre le bus continu et la charge ou le réseau de distribution, (figure I.24) [20, 30-32].

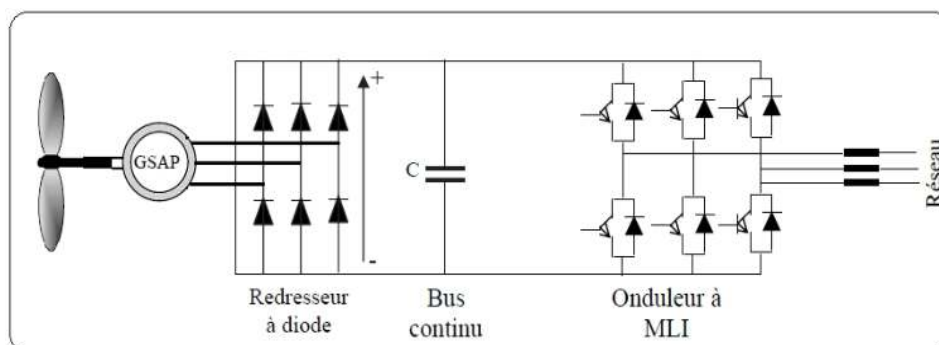


Figure I.24. Alimentation avec un redresseur à diodes.

Dans le souci de réduction des coûts et la simplicité du système, le pont de diodes, peu onéreux, semble attractif dans les faibles puissances à condition que les performances énergétiques ne soient pas trop dégradées, puisque le redresseur à diodes absorbe des courants non sinusoïdaux qui deviennent impulsionnels notamment pour les grandes valeurs de capacité de filtrage, ce qui engendre les vibrations du couple [20, 26, 32-34]. Comme le redresseur à diodes n'est pas réversible, la puissance transitée entre le générateur et le bus continu est donc unidirectionnelle, et le générateur ne peut donc être que freinée. Cela limite fortement le réglage de la vitesse du générateur et donc la possibilité d'extraire de la puissance maximale [20]. En plus, cette structure ne permet pas le réglage de la tension du bus continu par le convertisseur coté machine, alors, le redresseur à diodes est remplacé par un redresseur semi contrôlé.

I.8.2. Topologie utilisant un redresseur à thyristors

Pour ce type de redresseur commandé à base de thyristors, (figure. I.25), il est nécessaire que l'amplitude de la tension à vide entre phases de la machine à vitesse minimale soit supérieure ou égale à la tension maximale de la charge [31]. Pour des valeurs élevées de l'angle de retard à l'allumage, le taux d'ondulation de la tension en sortie du pont conduirait ainsi à des valeurs importantes de l'ondulation du courant fourni à la charge. Cela nécessite donc l'utilisation d'une

inductance de lissage de valeur élevée pour que le taux d'ondulation du courant soit acceptable, ce qui augmente le volume du dispositif.

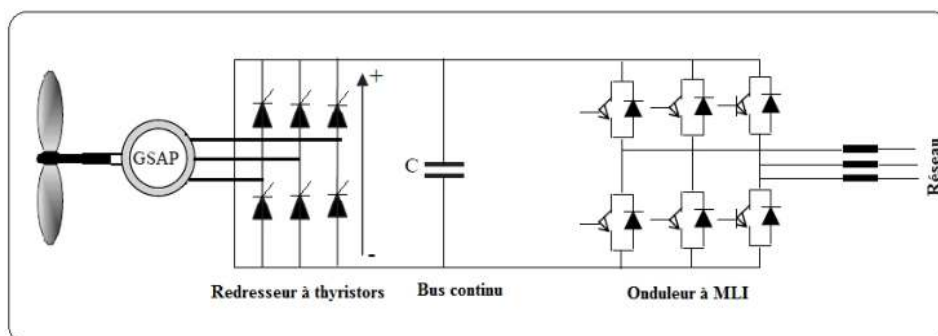


Figure I.25. Alimentation avec un redresseur à thyristor.

De plus, le retard à l'allumage des thyristors entraîne la diminution du facteur de puissance interne de la machine, ce qui accroît les pertes Joule [20, 31]. Donc, les deux topologies précédentes sont améliorées par la structure suivante.

I.8.3. Topologie utilisant un pont redresseur triphasé à diodes avec un hacheur

La figure (I.26) représente la structure d'un pont redresseur triphasé à diodes associé à un hacheur dévolteur à transistor [20, 26, 31, 32].

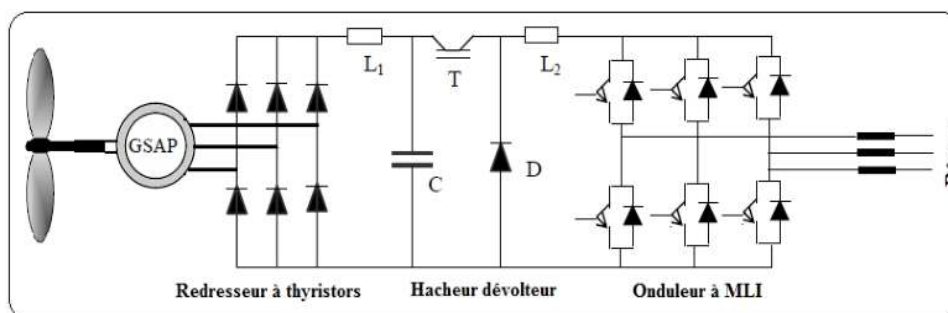


Figure I.26. Structure à pont à diodes triphasé associé à un hacheur dévolteur.

Cette philosophie consiste à optimiser la puissance côté machine en associant un convertisseur DC/DC à un redresseur à diodes. Par ce procédé, la puissance éolienne peut être indirectement contrôlée par un contrôle du courant de sortie du hacheur, dans le cas d'un dévolteur, et du courant d'entrée pour un survolteur [29, 33]. Compte tenu de la présence obligatoire d'un élément de stockage capacitif 'C' pour le hacheur, cette structure présente l'inconvénient de la nécessité d'utiliser deux inductances de lissage (L_1) et (L_2) de valeurs assez grandes pour limiter la fréquence de découpage du transistor (T) du hacheur et limiter le taux d'ondulation du courant de sortie à une valeur raisonnable, par conséquent la diminution de la fiabilité du dispositif ce qui oblige à utiliser des modes de refroidissement plus efficaces, avec bien entendu, l'augmentation de l'encombrement et le coût. Enfin, un autre inconvénient réside dans le fait que cette structure n'est pas réversible [20, 32].

Une autre solution des problèmes précédents consiste à remplacer les convertisseurs côté machine par un seul convertisseur entièrement contrôlé, comme il est montré dans le paragraphe suivant.

I.8.4. Topologie utilisant un redresseur commandé à IGBT

La figure (I.27) représente le système de conversion de l'énergie éolienne utilisant deux convertisseurs MLI (back-to-back).

Ce système se compose, d'une turbine éolienne tripale à attaque directe (sans boîte vitesse), un générateur synchrone à aimants permanents et un convertisseur triphasé entièrement commandé par MLI₁, ce dernier est placé coté machine, il joue le rôle de redresseur qui peut contrôler la vitesse et donc MPPT. Un autre convertisseur MLI₂ relié avec le premier à travers un bus continu, c'est un onduleur de tension triphasé utilisé pour assurer la connexion au réseau via un filtre.

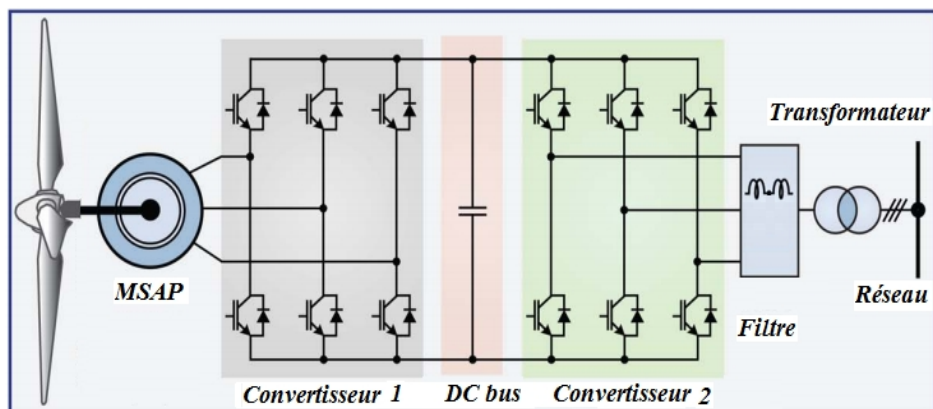


Figure I.27. Schéma de la chaîne éolienne à base des convertisseurs MLI.

Cette structure est très performante et avantageuse par rapport aux structures précédentes, car le convertisseur MLI₁ peut offrir un contrôle total de la puissance instantanée avec la possibilité de la réversibilité, et l'absorption sinusoïdale du courant [20]. Par un autopilotage de la machine synchrone, on peut contrôler les grandeurs électromécaniques telles que le couple électromagnétique et la vitesse du générateur. Le convertisseur commandé par MLI₂ connecté au réseau, permet de contrôler la tension du bus continu et les puissances actives et réactives échangées avec le réseau, en plus, il permet d'avoir des courants injectés au réseau à fréquences adéquates [28]. Le filtre est placé entre l'onduleur et le réseau, il permet de réduire les ondulations du courant.

Néanmoins, cette topologie ne permet pas l'augmentation de la puissance et n'est pas possible dans les applications de tension plus élevée due à la limite supportée par les composants à semi-conducteurs, en effet, il est nécessaire d'insérer un transformateur entre le filtre et le réseau de moyenne ou haute tension, afin d'adapter la tension entre les deux cotés et réduire les contraintes sur les convertisseurs. Cependant, le transformateur augmente le volume du système et diminue le rendement global de la chaîne éolienne.

Une autre solution avantageuse surtout pour les éoliennes de grandes puissances, est de mettre plusieurs modules de convertisseurs statiques à deux niveaux en parallèle.

I.8.5. Topologie utilisant plusieurs convertisseurs à deux niveaux en parallèles

Cette topologie utilisée actuellement consiste à mettre en place plusieurs modules de convertisseurs (back-to-back) connectés en parallèle, (figure. I.28) [30].

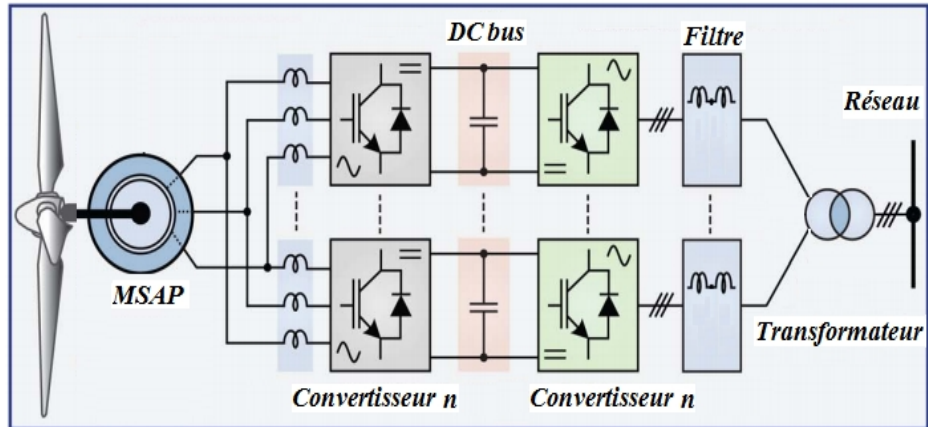


Figure I.28. Chaîne éolienne utilisant plusieurs modules convertisseurs à deux niveaux.

Chaque module de convertisseur a son propre disjoncteur, filtres et unité de contrôle. Cette parallélisation permet d'assurer la continuité de fonctionnement et la production de la puissance même dans le cas d'une défaillance de l'un des modules. Néanmoins, cette topologie présente les inconvénients de l'encombrement et le volume des convertisseurs et les filtres, ainsi que le coût élevé du système qui devient prohibitif, et les pertes Joule engendrées par chaque convertisseur, d'une part, et d'autre part, si les convertisseurs sont mis dans la nacelle, la charge sur le mat augmente d'une façon considérable, et s'ils sont placés en bas, on perd une portion d'énergie à cause de la chute de tension des câbles.

Afin d'augmenter le rendement et éliminer le transformateur, améliorer les performances et augmenter la densité de puissance dans les applications de forte puissance et haute tension, avec un volume relativement réduit, on a recours aux convertisseurs multiniveaux [30].

I.8.6. Topologie utilisant des convertisseurs multi niveaux de type NPC

Ce convertisseur multi-niveaux de type NPC (Neutral Point Clamping) est mieux adapté pour les applications de moyenne tension (1-3 kV) avec une gamme de puissance qui arrive jusqu'à 8 MW, grâce à sa structure, les contraintes dues aux phénomènes de commutation sollicitant les interrupteurs sont réduites et donc, il présente de meilleures performances par rapport aux structures classiques, (figure. I.29) [30, 34, 35].

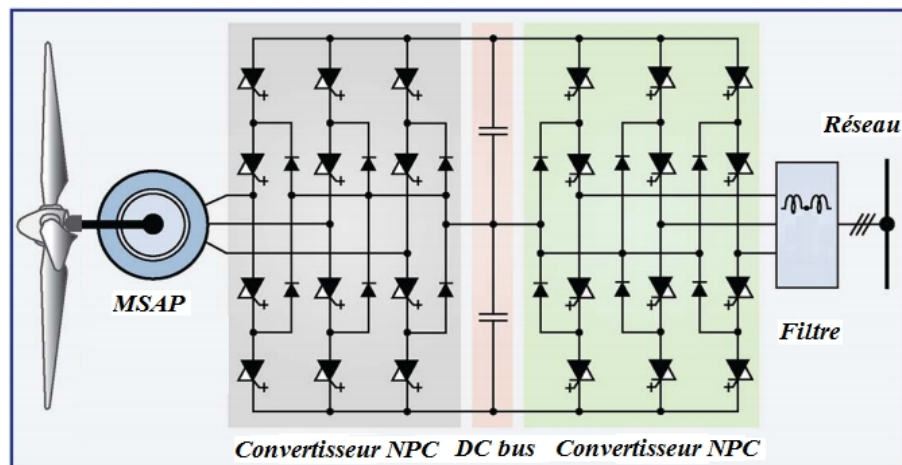


Figure I.29. Schéma de la chaîne éolienne à base des convertisseurs NPC.

Le tableau suivant présente la réduction du contenu harmonique des courants de sortie comparativement aux convertisseurs à deux niveaux (Tableau I.2) [36].

Pourcentage de la puissance nominale	THD des courants de sortie du convertisseur à 2 niveaux	THD des courants de sortie du convertisseur NPC à 3 niveaux
100%	0.81%	0.7%
70%	1%	0.85%
50%	1.6%	1.35%
25%	2.9%	2.3%
15%	5.5%	4.1%

Tableau I.2. THD pour les courants de sortie d'un convertisseur à deux et à trois niveaux NPC de caractéristiques semblables.

On remarque que le THD du convertisseur NPC à trois niveaux reste toujours mieux que celui classique à deux niveaux dans toutes les gammes de puissance, ce qui prouve l'importance de l'augmentation des niveaux de tension.

Le convertisseur NPC est souvent utilisé à trois niveaux car sa commande est facile et le nombre d'interrupteurs n'est pas exorbitant, cependant, sa structure pour les plus haut niveaux devient très complexe et nécessite plein de condensateurs et d'interrupteurs, ce qui augmente le volume et le coût du système [30, 34, 37, 38].

La technologie des futurs convertisseurs statiques utilisés pour la génération éolienne de forte puissance nécessite l'adaptation de leur puissance à celle des aérogénérateurs futurs (5 à 10MW) [30]. En effet, beaucoup de travaux de recherche récents sont en fait, sur la possibilité d'augmenter la densité de puissance [34, 36, 37]. L'industrie des futurs convertisseurs repose sur le compromis entre les performances, volume, prix et simplicité.

Dans ce contexte nous avons proposé et développé pour l'énergie éolienne une topologie très performante quelle semble être une très bonne alternative avec un nombre des condensateurs et interrupteurs plus bas par rapport à celui de NPC, à savoir le convertisseur multicellulaire série.

I.8.7. Topologie utilisant des convertisseurs multi niveaux de type Multicellulaire Série

Les convertisseurs multicellulaires série sont un sujets de recherche très tôt, ils sont dédiés aux applications de moyenne tension avec la possibilité d'augmenter la densité de puissance, et donc ils peuvent être appliqués même en haute tension en ajoutant les cellules, grâce à leur structure qui permet de diviser les contraintes de tension sur (N) cellules. Contrairement aux convertisseurs NPC, le convertisseur multicellulaire série à ($N+1$) niveaux est composé uniquement de ($N-1$) condensateurs et (N) cellule [37, 38], (figure. I.30).

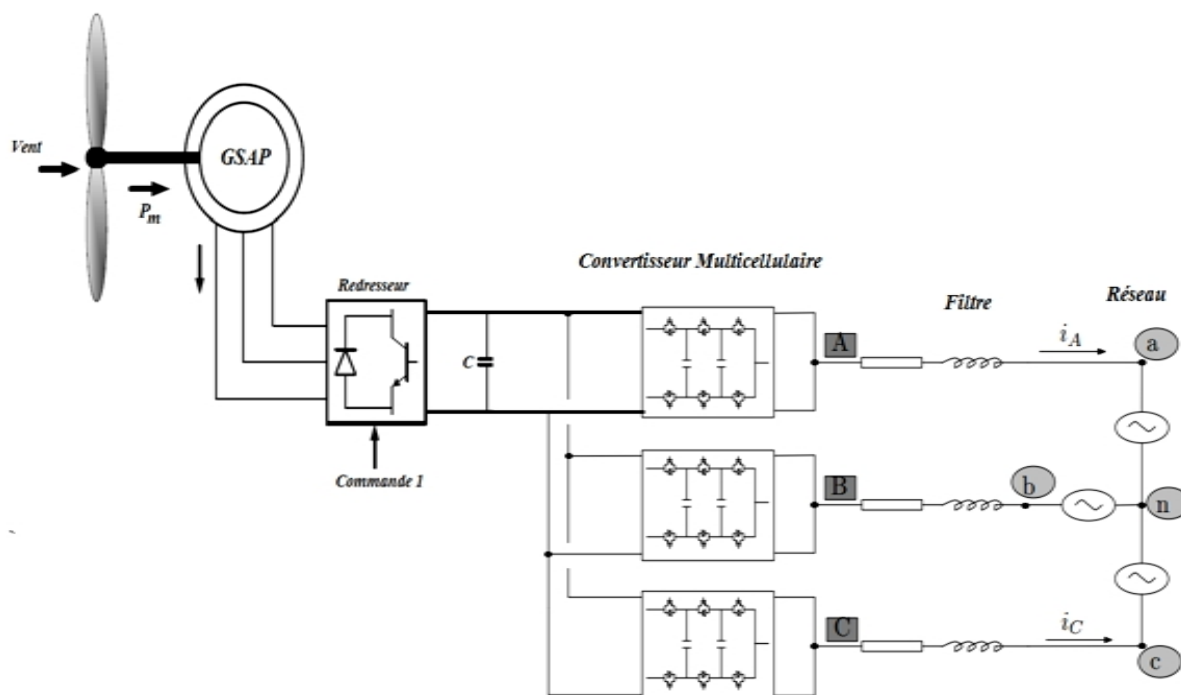


Figure I.30. Schéma de la chaîne éolienne à base des convertisseurs multicellulaires série.

Avec un onduleur à $(N+1)$ niveaux, on peut transiter une puissance active à facteur de puissance unitaire (N) fois supérieure à celle transitée en utilisant (N) onduleurs à deux niveaux (topologie I.8.4) [34, 39]. Donc, ils présentent un bon compromis entre les performances, le prix et la taille [40-42], ceci prouve l'avantage majeur de notre choix d'utiliser des convertisseurs multicellulaires série dans le système de production éolienne.

La topologie à base des convertisseurs multicellulaires série est très performante et avantageuse par rapport aux structures qui utilisent la boîte de vitesse et le redresseur à diodes, et celles qui utilisent un transformateur entre l'onduleur et le réseau, puisque la boîte de vitesses dégrade le rendement et la fiabilité du système d'une part, et augmente le coût et engendre le bruit d'autre part. Aussi, l'utilisation du redresseur à diodes engendre des perturbations du couple puisque il absorbe des courants impulsionnels. L'utilisation de transformateur aussi dégrade le rendement et augmente le coût et le volume du système [20]. Comme le dimensionnement des convertisseurs utilisés dans ces topologies est effectué pour transiter la totalité de la puissance échangée entre la machine et le réseau, cela implique l'augmentation des contraintes sur les interrupteurs et l'augmentation des pertes des convertisseurs de puissance avec l'augmentation de la puissance des éoliennes, ce qui influe sur le rendement du système éolien, la durée de vie et la fiabilité. Alors, l'utilisation du convertisseur multicellulaire devient très convoitée, avec un autre avantage d'élimination du transformateur.

Dans notre travail, nous allons utiliser une machine synchrone à aimants permanents de petite puissance celle disponible dans le laboratoire, mais cela ne nous empêche pas d'utiliser le convertisseur multicellulaire et bénéficier d'autres avantages et performances telle que la qualité des courants et l'élimination du transformateur, puisque la loi de commande reste valable. La commande et l'intégration du convertisseur multicellulaire dans le système éolien seront détaillées dans le quatrième chapitre.

I.8.7.1. Intérêt des convertisseurs multicellulaires

Parmi les avantages que procure cette solution sont :

- ✓ L'augmentation de la puissance car la tension de blocage de chaque interrupteur correspond à la $(1/N)$ fois de la tension du bus continu ;
- ✓ La possibilité de connexion aux réseaux de moyenne sans avoir besoin de transformateur;
- ✓ La réduction du contenu harmonique des courants de sortie comparativement aux convertisseurs à deux niveaux;
- ✓ La réduction de la taille des filtres, par conséquent, la réduction de coût et du volume;
- ✓ **L'augmentation de la bande passante** : D'après la diminution des contraintes sur les interrupteurs, l'onduleur multicellulaire permet d'augmenter la fréquence de découpage, ce qui engendre des courants d'une bonne qualité;
- ✓ **La montée en tension** : En augmentant le nombre de niveaux de la structure, les contraintes sur les IGBTs sont réduites. Pour cela l'onduleur multicellulaire série permet d'obtenir facilement plus de niveaux que les onduleurs classiques et NPC.

La figure suivante représente la variation d'ondulation du courant en fonction du rapport cyclique et l'augmentation des niveaux de la tension de sortie des convertisseurs [34].

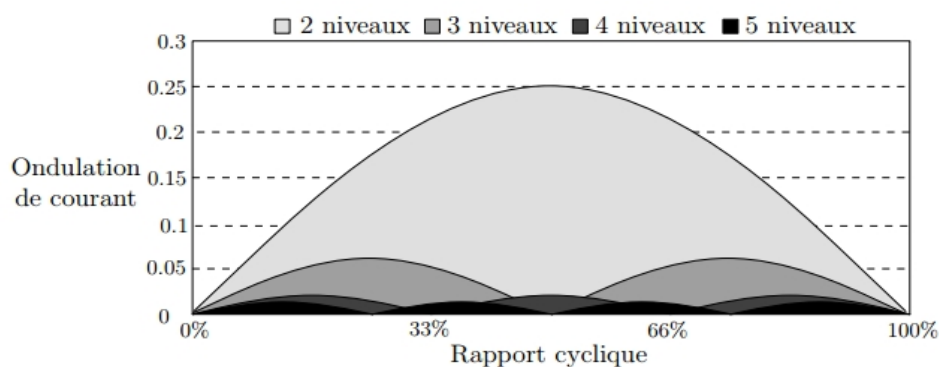


Figure I.31. Ondulation du courant en fonction de rapport cyclique.

D'après la figure (I.31), en choisissant des convertisseurs avec un nombre élevé de niveaux de tension, on obtient une réduction de l'ondulation du courant. Il semble que la structure du convertisseur multicellulaire à 5 niveaux ou plus soit la plus probante au niveau de ces avantages sur la qualité du courant.

La figure (I.32) montre le comportement des composants sous effets des contraintes courants et tensions où [43] :

- ✓ Thyristors commandés à l'ouverture (Gate-Turn-Off Thyristors - GTO Thyristors) ;
- ✓ Thyristors MOS Commandés (MOS-Controlled Thyristors - IGCTs);
- ✓ Transistors bipolaires à grille isolée (Insulated Gate Bipolar Transistors - IGBTs) ;
- ✓ Transistors Bipolaires à Jonctions (Bipolar Junction Transistors - BJTs) ;
- ✓ Transistors à effet de champ (Metal-Oxyde-Semi-conducteur (MOSFETs) ;

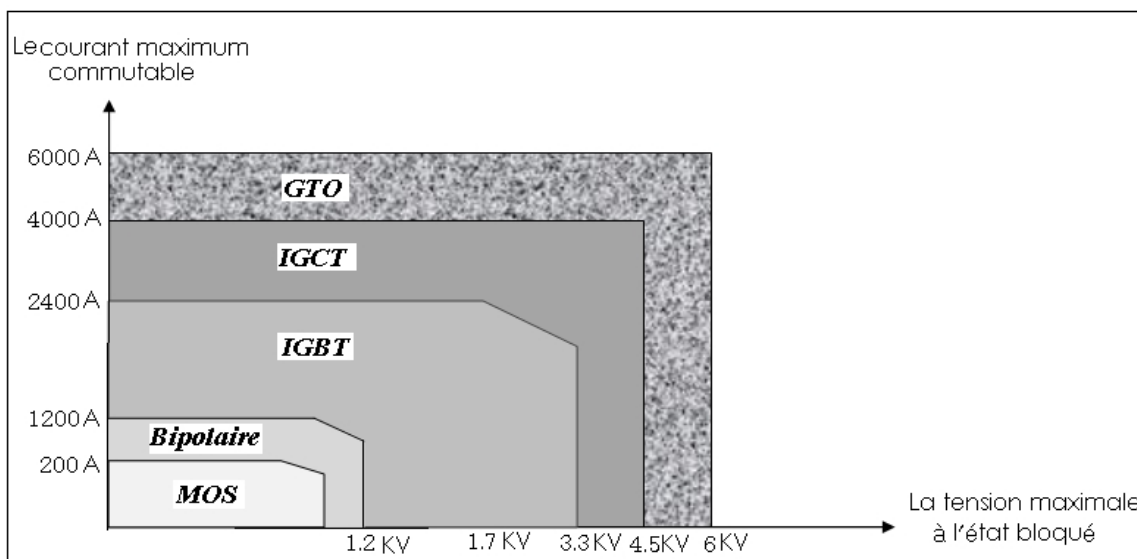


Figure I.32. Comportement en tension et en courant des composants de puissance.

La figure (I.33) représente le comportement des composants sous l'effet des contraintes fréquences et tensions [43] .

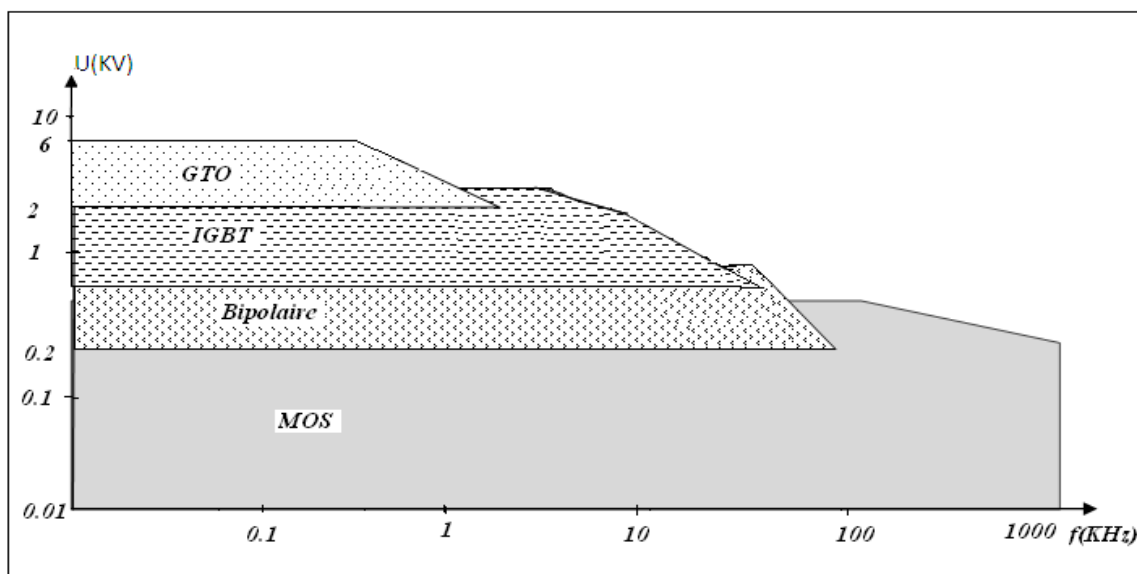


Figure I.33. Comportement en tension et en fréquence des composants de puissance.

D'après les figures (I.32)et (I.33), on peut remarquer que les performances et les limites de fonctionnement des composants sont en fonction des tensions d'alimentation, des courants et des fréquences, par conséquent, la limitation de fonctionnement des convertisseurs; en effet, le convertisseur multicellulaire série réduit les contraintes sur les composants, et donc on peut augmenter la plage de fonctionnement.

Dans la suite de notre travail, nous allons s'intéresser à la dernière configuration basée sur le convertisseur multicellulaire, et la configuration (back to back), cette dernière sera utilisé par la suite dans la réalisation pratique vue sa disponibilité au niveau des laboratoires par rapport aux convertisseurs multicellulaires qui seront détaillés dans le quatrième chapitre.

I.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné en relief, en premier lieu, un historique et des statistique sur l'énergie éolienne, ensuite, nous avons présenté des généralités sur la production éolienne d'électricité en donnant quelques notions principales sur les technologies éoliennes concernant principalement les différents types d'éoliennes utilisées, leurs principales différences, les différents types de générateurs couramment utilisés dans les éoliennes notamment les générateurs synchrones à aimants permanents. Puis, l'intérêt du système éolien à vitesse variable grâce à l'utilisation de différentes topologies des convertisseurs statiques est présenté. Dans le but d'améliorer les performances du système éolien, nous avons mis en exergue les avantages et les inconvénients de chaque topologie. Pour surmonter leurs limites, nous avons proposé et développé une nouvelle topologie très performante (surtout pour les éolienne à haute puissance) à base des convertisseurs multicellulaires série. Un intérêt particulier a été consacré à la technologie d'éoliennes basée sur une structure constituée de deux convertisseurs MLI pour les petites puissances relativement. Ces dernières structures feront l'objet de notre étude et seront détaillées dans les chapitres qui suivent.

Le chapitre suivant, sera consacré à la modélisation et à la commande de la turbine éolienne.

Chapitre II

MODELISATION ET COMMANDE DES TURBINES EOLIENNES

II.1. Introduction	28
II.2. Modèle du vent	28
II.3. Conversion de l'énergie éolienne	29
II.3.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique	29
II.3.2. Loi de Betz et coefficient de puissance	30
II.4. Modélisation de la turbine	33
II.4.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine	33
II.4.2. Énergie mécanique transformée	33
II.4.3. Modèle du multiplicateur	34
II.4.4. Modèle de l'arbre de transmission	34
II.5. Stratégies de commande de la turbine éolienne	35
II.6. Techniques d'extraction du maximum de la puissance (MPPT)	37
II.6.1. Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse	38
II.6.2. Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse	40
II.7. Résultats de simulation et expérimentaux des techniques MPPT	42
II.7.1. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse	42
II.7.2. Résultats de simulation de MPPT avec asservissement de vitesse	43
II.7.3. Validation expérimentale et comparaison entre les commandes MPPT	44
II.8. Techniques de limitation de la vitesse et de la puissance	47
II.8.1. Technique de limitation de la vitesse de rotation	48
II.8.2. Développement d'une nouvelle commande de limitation de la puissance 'Pitch Angle'	48
II.9. Résultats des techniques de limitation de la vitesse et de la puissance	54
II.9.1. Résultats de simulation pour une éolienne de grande puissance	54
II.9.2. Validation expérimentale et résultats de simulation d'une éolienne de petite puissance	56
II.10. Conclusion	61

« Qui pense peu, se trompe beaucoup ».

[Léonard de Vinci]

CHAPITRE.II

MODELISATION ET COMMANDE DES TURBINES EOLIENNES

II.1. Introduction

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'un générateur. Dans le premier chapitre, nous avons opté pour le concept de « chaîne éolienne tripale ». Dans ce chapitre, nous nous intéressons essentiellement à la modélisation et au contrôle de la turbine éolienne. Une étude aérodynamique de la turbine est présentée, en vue de connaître ses principaux paramètres de fonctionnement, à savoir le coefficient de puissance, la limite de BETZ et l'angle de calage. Dans le but d'optimiser la puissance aérodynamique de la turbine, différentes stratégies de commande de maximisation et de limitation de vitesse et de la puissance sont décrites. Ces différentes méthodes d'optimisation de la puissance de la turbine éolienne sont traitées, simulées et comparées avec des résultats expérimentaux. Notre contribution a été la simulation et la réalisation en temps réel, d'une nouvelle commande de l'angle de calage basée sur l'intelligence artificielle [19].

II.2. Modèle du vent

Le gisement éolien et la vitesse du vent des sites sont très importants pour la production d'énergie éolienne. Cela nécessite la connaissance des caractérisations et statistiques de vitesse du vent tout au long de l'année avec une mise à jour continue des bases de données. Les zones de fonctionnement des turbines éoliennes qui sont déterminées dans une étape précédente à la conception de la centrale éolienne, doivent être adaptées aux caractéristiques du potentiel éolien. Par exemple, l'exploitation de l'énergie éolienne est favorable pour un site, si les vitesses moyennes mensuelles du vent (mesurées à la même hauteur de la nacelle) restent supérieures à 5m/s, puisque cette dernière reste toujours supérieure à la vitesse du vent à 3 m/s de démarrage des majorités des éoliennes [14, 26].

Le vent est le vecteur énergétique d'entrée d'une chaîne éolienne déterminant pour le calcul de la production de l'électricité. Les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales, est proportionnelle au cube de la vitesse du vent (équation (II.3)). L'évolution de la vitesse du vent en fonction du temps est modélisée par une fonction analytique ou générée par une loi statistique à partir des données issues des mesures.

Nous avons proposé une modélisation de la vitesse du vent (mesuré à 10 m du sol) sous forme d'une fonction scalaire (équation(II.1)) d'une seule variable (le temps t) [44]. Dans un contexte de modélisation théorique, le profil du vent doit satisfaire deux critères [32]:

- ✓ La durée du profil doit être limitée pour réduire le temps de simulation.
- ✓ Le profil du vent doit être représentatif des caractéristiques du gisement (intensité, variabilité, distribution statistique...).

Mathématiquement, l'évolution de la vitesse du vent peut être modélisée par une somme de plusieurs harmoniques [33, 34, 44-46]:

$$V_1(t)=10+\sin(t)+(0.87)\sin(3t)+(0.75)\sin(5t)-(0.625)\sin(10t)+(0.5)\sin(30t)+(0.25)\sin(50t) \quad (\text{II. 1}) \\ +(0.125)\sin(100t)$$

La simulation de l'évolution temporelle du vent est représentée par la figure (II. 1).

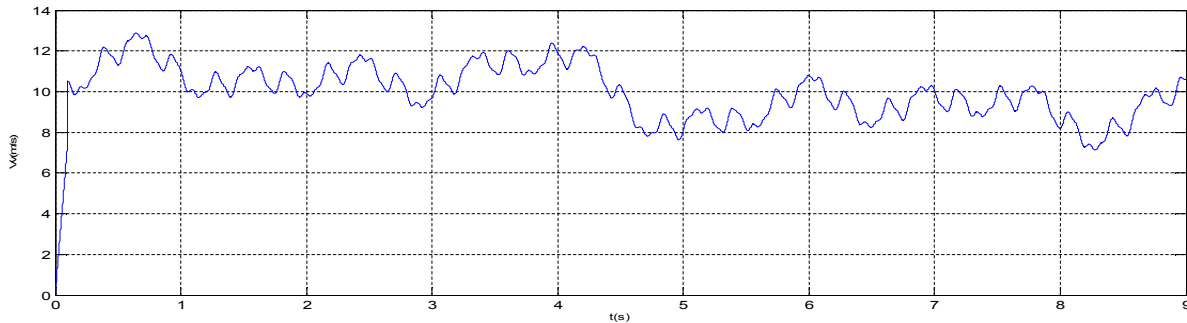


Figure II.1. Allure de la vitesse du vent.

La vitesse du vent fait apparaître deux composantes : une composante lente correspondant à la vitesse moyenne du vent, et une composante rapide dite de turbulence [47].

II.3. Conversion de l'énergie éolienne

II.3.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent capté en énergie mécanique. On peut écrire l'énergie cinétique d'une colonne d'air de longueur dx , de section S , de masse volumique ρ , animée d'une vitesse v , (figure II.2) comme suit [48]:

$$dE_c = \frac{1}{2} \rho S dx v^2 \quad (\text{II.2})$$

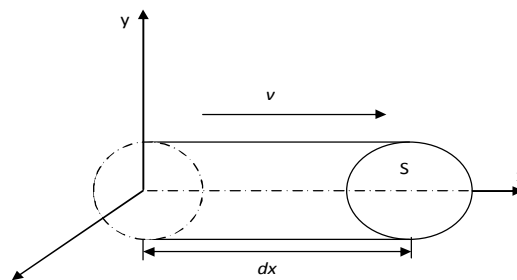


Figure II.2. Colonne d'air animée d'une vitesse v .

La puissance P_m extraite du volume d'air en mouvement est la dérivée de l'énergie cinétique par rapport au temps. En supposant que $dx=v.dt$, on en déduit l'expression de P_m [26]:

$$P_m = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (\text{II.3})$$

avec, E_c et v sont respectivement l'énergie cinétique et la vitesse instantanée du vent en m/s.

ρ : masse volumique de l'air, dans les conditions standards ($\rho=1.225\text{kg/m}^3$).

La masse volumique peut varier en fonction des paramètres, elle peut être exprimée par [49]:

$$\rho = \frac{100P_0}{R_d (T_c + 273.15)} \quad (\text{II.4})$$

ρ : densité (kg/m^3) ;

R_d : constante des gaz parfaits ($287 \text{ J K}^{-1} \text{ kg}^{-1}$) ;

T : température ($^{\circ}\text{C}$) ;

P_0 : pression atmosphérique (1013.25 mbar).

II.3.2. Loi de Betz et coefficient de puissance

Considérons le système représenté sur la figure (II.3) qui représente un tube du courant autour d'une éolienne à axe horizontal. V_1 et V_2 représentent la vitesse du vent de l'aérogénérateur en amont et en aval respectivement [48]. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne V_m entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 , soit [50]:

$$V_m = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{II.5})$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant ce tube en une seconde est donnée par le produit de la densité d'air, la surface, et la vitesse moyenne, figure (II.3):

$$m = \rho S V_m = \rho S \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{II.6})$$

La puissance réelle P_m extraite par le rotor des pales s'exprime par (seconde loi de Newton) [25]:

$$P_m = m \frac{(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (\text{II.7})$$

En remplaçant m par son expression, on obtient [50]:

$$P_m = \rho \cdot S \frac{(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (\text{II.8})$$

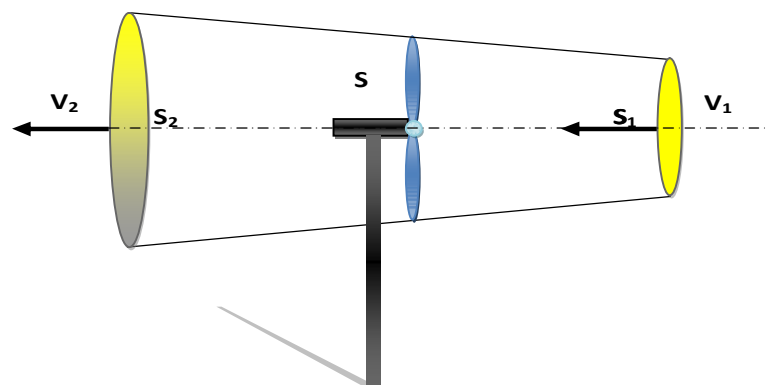


Figure II.3. Tube du courant autour d'une éolienne.

La puissance totale théoriquement disponible P_{mt} sur cette même surface S extraite sans diminution de vitesse du vent soit à la vitesse V_1 , est donnée par [26, 48]:

$$P_{mt} = \rho S \frac{V_1^3}{2} \quad (\text{II.9})$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est appelé coefficient de puissance C_p [25, 26, 47, 48]:

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right)\left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \quad (\text{II.10})$$

La caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus est donnée sur la figure (II.4), [25].

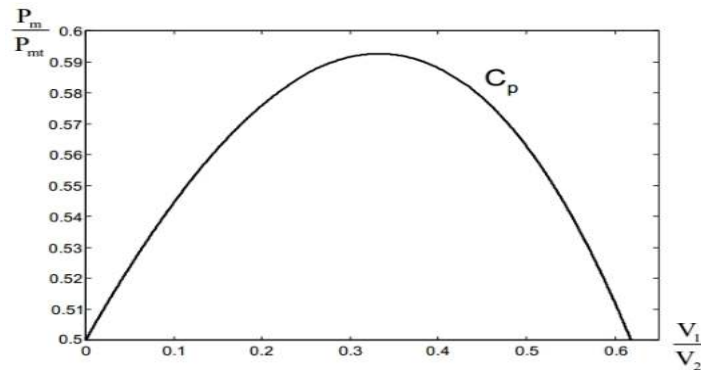


Figure II.4. Caractéristique du coefficient de puissance.

Le coefficient C_p est variable, il est fonction de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation de la turbine Ω_t , et de l'angle de calage des pales, mais il est souvent représenté en fonction d'une vitesse λ , appelée vitesse spécifique, représentant le rapport entre la vitesse linéaire de l'extrémité des pales de la turbine $\Omega_t R_t$ et la vitesse instantanée du vent, figure (II.5), donnée par l'expression suivante [48]:

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R_t}{V_v} \quad (\text{II.11})$$

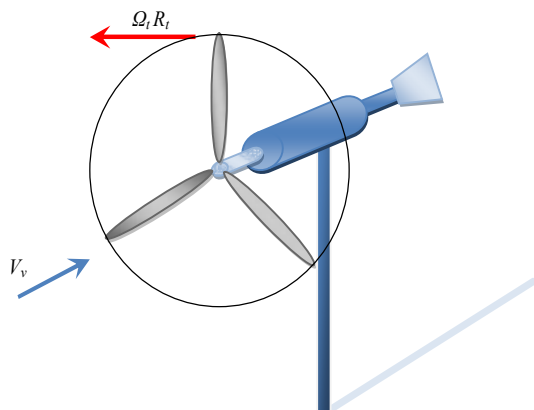


Figure II.5. Vitesse du vent (V_v) et vitesse tangentielle ($\Omega_t R_t$).

où, R_t est le rayon de la surface balayée en [m], V_v est la vitesse du vent en [m/s] et Ω_t la vitesse de rotation des pales de la turbine en [rad/s].

Le coefficient de puissance présente un maximum théorique de $(16/27 \text{ soit } 0,593)$ appelé limite de **Betz**, figure (II.4). C'est cette limite qui indique qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de (59%) de l'énergie cinétique du vent [26, 37]. Laquelle limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse spécifique λ [24].

Les meilleures turbines à axe horizontal, se situent à 60-65% de la limite de BETZ; on ne récupère globalement que 40% de l'énergie totale due au vent. On exprime alors le rendement aérodynamique de la turbine éolienne par [26]:

$$\eta_a = \frac{27}{16} C_p \quad (\text{II.12})$$

Pour calculer la puissance produite à la sortie du générateur, on définit le coefficient d'efficacité de l'éolienne [51]:

$$C_e = \eta_{mec} \eta_g C_p \quad (\text{II.13})$$

où : η_{mec} et η_g sont respectivement le rendement mécanique et celui du générateur.

C_{pmax} étant la valeur maximale que peut prendre le coefficient de puissance C_p . Cette valeur est associée à une vitesse spécifique optimale λ_{opt} pour laquelle la turbine a été dimensionnée suivant une vitesse du vent nominale V_n et une vitesse de rotation nominale Ω_{turn} , (figure. II.6) [26].

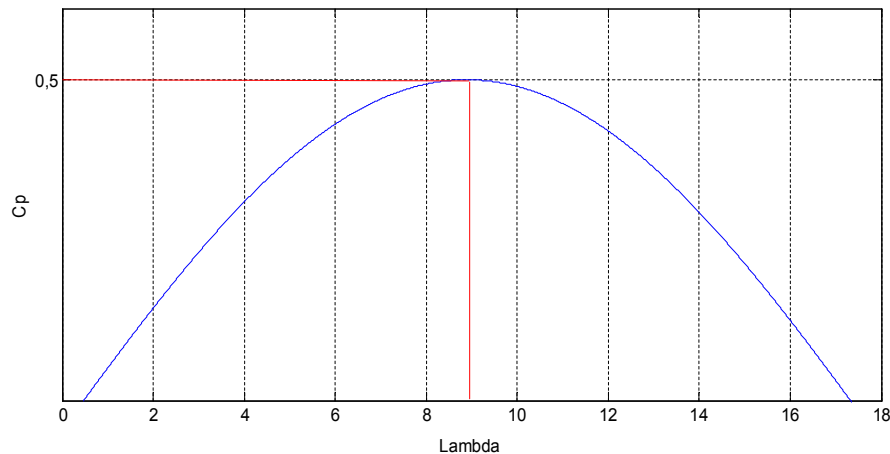


Figure II.6. Valeurs optimales du C_p pour une vitesse du vent donnée et λ .

Lorsque l'angle de calage β est fixé à sa valeur minimale, C_p prend sa valeur maximale égale à (0,5), ce qui correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique ($\lambda_{opt} = 8.8$).

La capture d'énergie aérodynamique de la turbine est une donnée spécifique à chaque éolienne, elle est représentée par le coefficient de puissance C_p . En général, l'évolution de ce dernier est exprimée en fonction de λ et de l'angle de calage β [2, 28]. Dans notre étude, l'évolution de C_p est donnée par l'approximation polynomiale suivante [19, 52-54]:

$$C_p(\lambda, \beta) = (0.5 - 0.0167(\beta - 2)) \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18 - 0.3(\beta - 2)} \right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (\text{II.14})$$

Le tracé de l'expression (II. 14), donne les allures représentées par la figure (II.7).

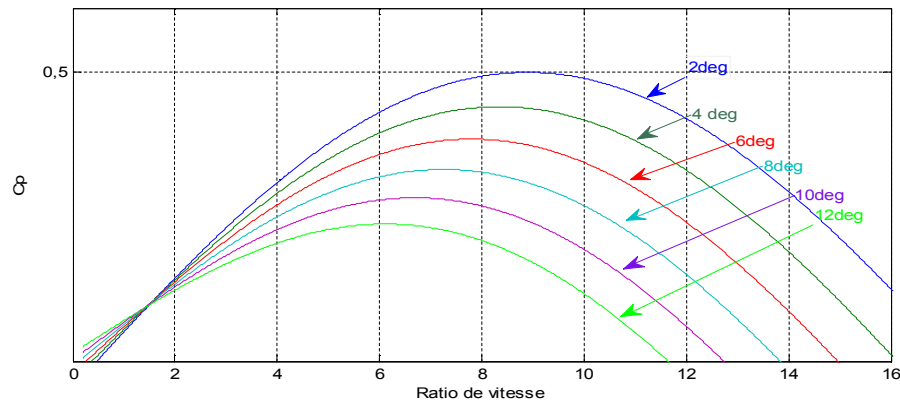


Figure II.7. Variation du coefficient de puissance en fonction de λ et β .

Cette caractéristique permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale. En plus, le coefficient de puissance joue un rôle très important sur l'énergie mécanique de la turbine éolienne transformée au générateur.

II.4. Modélisation de la turbine

II.4.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

Afin de simplifier le modèle électromécanique, les hypothèses simplificatrices suivantes seront considérées [24]:

- La vitesse du vent est supposée à répartition uniforme sur toutes les pales, ce qui permet de considérer l'ensemble des pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de tous les systèmes mécaniques ;
- Le coefficient de frottement des pales par rapport à l'air est très faible et peut être négligé ;
- Les pertes par frottement du rotor turbine sont considérées négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté générateur (F_c).

Le dispositif mécanique de la turbine, qui sera étudié, est constitué d'une turbine éolienne comprenant trois pales de longueur R_t , fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse Ω_{tur} qui entraîne un générateur électrique.

II.4.2. Énergie mécanique transformée

La puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho \pi R_t^2 V_1^3 \quad (\text{II.15})$$

avec:

$$S = \pi R_t^2 \quad (\text{II.16})$$

d'où l'expression du couple de la turbine éolienne C_{aer} :

$$C_{aer} = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{R_t P_m}{\lambda V_1} = \frac{1}{2} \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \rho \pi R_t^3 V_1^2 \quad (\text{II.17})$$

Si l'entraînement est à travers un multiplicateur de vitesse de gain G , on peut modéliser le système mécanique par la figure (II.8) [25].

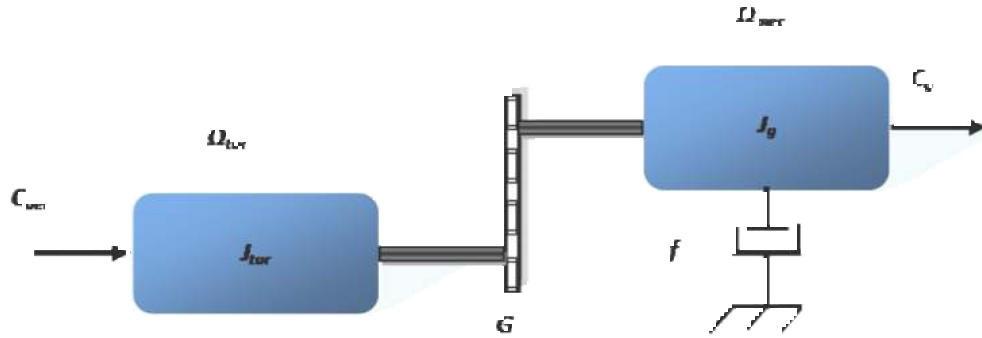


Figure II.8. Modèle simplifié de la turbine éolienne.

où :

C_{aer}, C_g : Respectivement, couple de l'aérogénérateur et couple appliqué sur le générateur.

Ω_{tur}, Ω_g : Respectivement, vitesse de la turbine et la vitesse appliquée sur le générateur.

J_{tur}, J_g : Moment d'inertie de la turbine et moment d'inertie du générateur.

f : Coefficient de frottement visqueux.

Les variables d'entrée de la turbine éolienne sont la vitesse du vent, l'angle de calage et la vitesse du générateur. La variable de sortie est la puissance (couple et vitesse).

II.4.3. Modèle du multiplicateur

Le rôle du multiplicateur (s'il existe) est de transformer la vitesse mécanique de la turbine en vitesse du générateur plus élevée, et le couple aérodynamique en couple du multiplicateur d'une valeur moins que le précédent, selon les formules mathématiques suivantes:

$$G = \frac{C_{aer}}{C_g} \quad (II.18)$$

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{tur}} \quad (II.19)$$

Si on tient compte du rapport du multiplicateur G , l'expression de la puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_t R_t}{G V_1} \right) \rho \pi R_t^2 V_1^3 \quad (II.20)$$

Notons que le multiplicateur est éliminé grâce à l'utilisation du générateur synchrone à aimants permanents(GSAP), alors la valeur de G est égale à l'unité.

II.4.4. Modèle de l'arbre de transmission

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total (C_{mec}) appliqué au rotor [25, 55]:

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (II.21)$$

avec :

$$J = \frac{J_{tur}}{G^2} + J_g \quad (II.22)$$

où :

J , est l'inertie totale ramenée sur l'arbre du générateur, comprenant l'inertie de la turbine, du générateur, des deux arbres, et du multiplicateur ;

et f , le coefficient de frottement total du couplage mécanique.

Le couple mécanique est la somme de tous les couples appliqués sur le rotor :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f \quad (II.23)$$

avec :

$$C_f = f \cdot \Omega_{mec} \quad (II.24)$$

où :

C_{em} est le couple électromagnétique développé par le générateur ;

C_g , C_f respectivement, le couple issu du multiplicateur; le couple résistant dû aux frottements.

Afin de bien bénéficier du maximum d'énergie captée du vent, la turbine éolienne doit être contrôlée.

II.5. Stratégies de commande de la turbine éolienne

Afin d'optimiser la puissance capturée du vent, le contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable est assuré par deux boucles de régulation, fortement liées [19, 24]:

1. Boucle de régulation de vitesse ;
2. Boucle de régulation de puissance.

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

- Après le démarrage de l'éolienne ($V_{cut\ in}$), quand la vitesse du vent est entre la vitesse correspondante à la vitesse de rotation minimale ($V_{\Omega min}$) et celle nominale ($V_{\Omega nom}$), l'énergie capturée est optimisée au-dessous de la vitesse nominale du vent (V_{nom}), (figure .II.10). L'angle de calage est maintenu constant à sa valeur minimale β_{min} , tandis que la vitesse de rotation est ajustée par la boucle de régulation de vitesse pour extraire le maximum de la puissance du vent (figure (II.9), zone '2'). Mais, lors d'une rafale du vent (la zone '3'), la vitesse de rotation augmente rapidement et peut dépasser la vitesse de rotation limite à cause de la lenteur du système d'orientation des pales dont la dynamique est plus lente que celle de la machine. Dans ce cas, la boucle de vitesse réagit en réglant le couple électromagnétique de manière à limiter la vitesse de rotation à celle maximale, (figure .II.10).

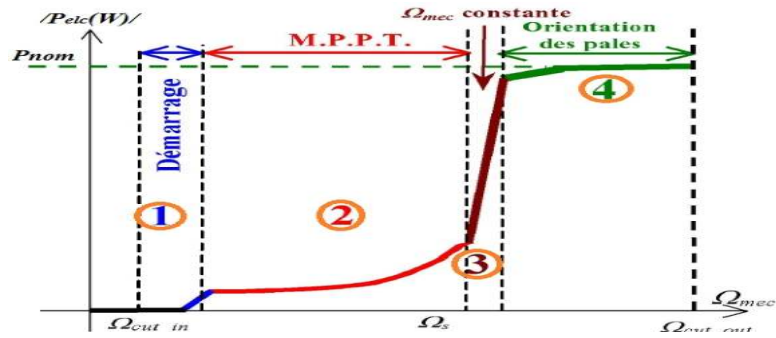


Figure II.9. Schéma des zones de fonctionnement d'éolienne.

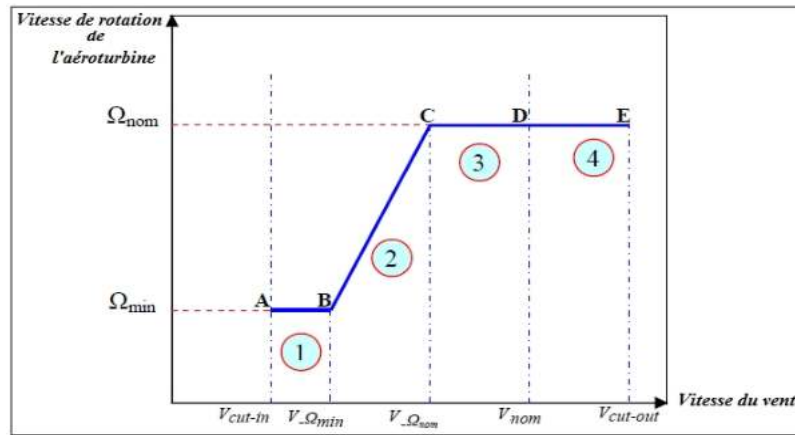


Figure II.10. Caractéristiques vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse du vent.

- Dans le cas où la vitesse du vent devient importante et supérieure à la vitesse nominale du vent (V_{nom}), donc la turbine peut donner une puissance supérieure à celle nominale du générateur, alors, un système d'orientation des pales appelé "pitch control" fonctionne pour ajuster la portance des pales à la vitesse du vent nominale afin de limiter l'excès de la puissance et maintenir la puissance générée à celle nominale, figures (II.10), (II.11), (zone '4').
- Si la vitesse du vent devient très forte ($V_{cut out}$), le système de commande force la turbine à l'état d'arrêt (freinage) pour des raisons de sécurité et protection des équipements [25].

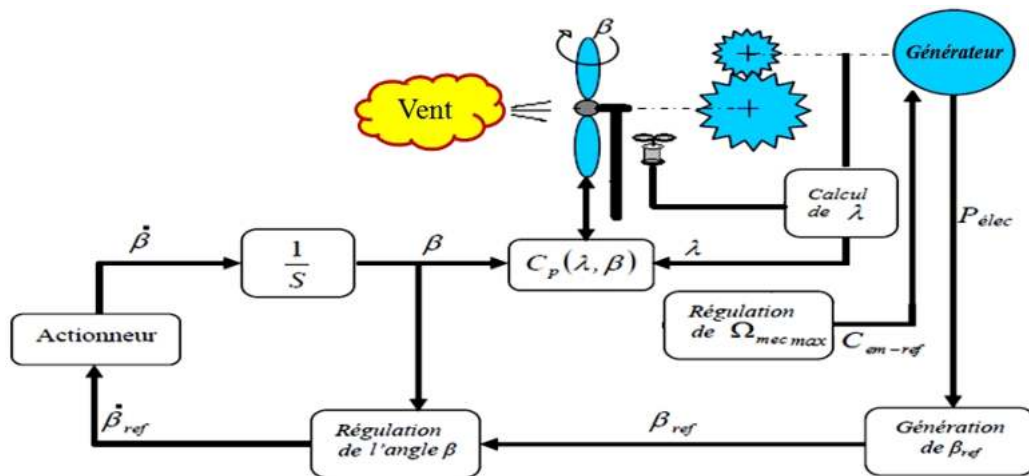


Figure II.11. Schéma des commandes de limitation de puissance.

II.6. Techniques d'extraction du maximum de la puissance (MPPT)

Les Techniques d'extraction du maximum de la puissance ont l'objet d'extraire le maximum de la puissance disponible pour chaque vitesse du vent. Ce principe est connu sous la terminologie 'Maximum Power Point Tracking' (MPPT), et correspond à la zone '2' de la caractéristique de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle, ou la vitesse du vent est inférieure à celle nominale, par conséquent, la puissance disponible est inférieure à sa valeur nominale, figure (II.10). Dans ce cas, la puissance maximale correspond au coefficient de puissance maximal et à un angle de calage maintenu constant et minimal.

Différents algorithmes de commande sont appliqués pour extraire la puissance maximale, on peut les classer selon la technique de commande, et selon l'utilisation ou non l'utilisation d'un capteur de vitesse de vent. Parmi les techniques utilisées, on trouve la technique de perturber et observer (P&O), elle est simple à implanter et peut atteindre les points maximaux de la puissance sans avoir besoin des paramètres de la turbine. Néanmoins, lors des variations rapides de la vitesse du vent, elle est susceptible de diverger et de perdre la puissance maximale. Même pour les variations lentes, cette commande manque de précision car sa puissance oscille toujours autour du point maximal, ce qui engendre des oscillations qui peuvent engendrer des bruits et perturbations du couple. En plus, la méthode de recherche du point maximal présente la difficulté d'optimiser le pas de test, comme elle a moins d'efficacité [56-60].

Autres techniques sont basées sur la connaissance des caractéristiques de courbe de puissance en fonction de la vitesse de rotation. Ces caractéristiques sont obtenues à partir de plusieurs tests afin de les stocker dans un tableau 'Lookup table', ou les approcher par une fonction. Cependant, cette méthode perd sa précision dans le cas des variations des paramètres de la turbine à cause de l'état des pales et du changement des conditions climatiques. En outre, souvent les caractéristiques de la turbine ne sont pas disponibles (chez le fournisseur) pour éviter un coût additionnel [58].

Pour cette raison, nous présentons dans cette partie les différentes stratégies de commande MPPT se basant sur le contrôle du couple électromagnétique et celle basée sur le réglage de la vitesse mécanique, de manière à maximiser la puissance électromagnétique convertie, par conséquent, la puissance électrique générée et indirectement liée au coefficient de puissance [44, 61, 62].

En régime permanent, la puissance aérodynamique P_{aer} diminuée des pertes (représentées par les frottements visqueux) est convertie directement en puissance électrique.

Donc on peut écrire:

$$P_{elec} = P_{aer} - Pertes \quad (II.25)$$

Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale ce qui équivalent à la recherche soit du couple optimale ou bien la vitesse de rotation optimale.

L'ensemble des sommets des courbes caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale définie par l'équation suivante [19]:

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt} (\lambda_{opt}) \rho S V_1^3 \quad (II.26)$$

Le schéma de la figure (II.12) illustre les courbes caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine pour différentes vitesses du vent (V_v).

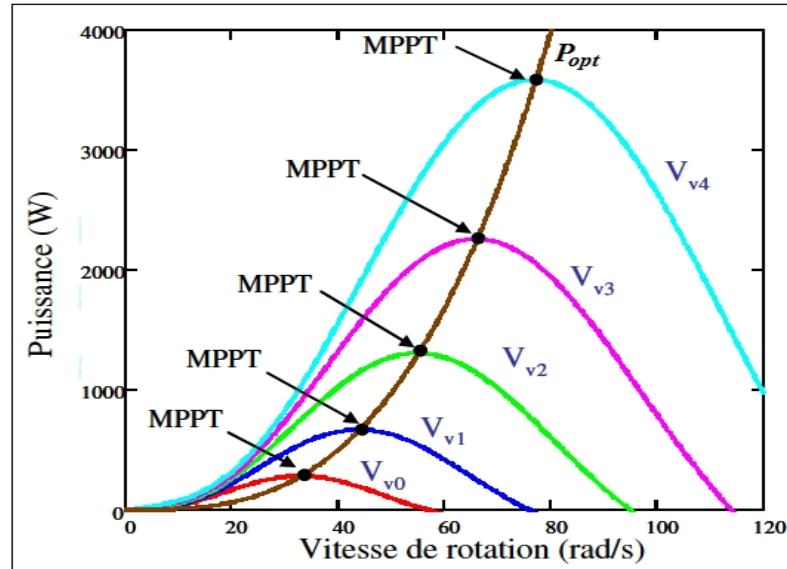


Figure II.12. Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance-vitesse de rotation.

Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de la courbe de P_{opt} , cela implique un suivi du coefficient de puissance à sa valeur maximale, et ' λ ' à sa valeur optimale λ_{opt} .

On distingue deux familles de structures de commande qui sont maintenant expliquées [25] :

- Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.
- Le contrôle avec asservissement de la vitesse mécanique.

II.6.1. Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

Cette stratégie de commande permet de maximiser la puissance en ajustant le couple à sa valeur de référence quelle que soit la vitesse du vent, sans avoir besoin d'un anémomètre.

Cette méthode est basée sur l'hypothèse que la vitesse du vent, et par conséquent la vitesse de rotation de la turbine varient très peu en régime permanent [44, 61]. Ceci conduit à déduire, à partir de l'équation dynamique de la turbine en régime permanent, que le couple mécanique exercé sur l'arbre est considéré nul en régime permanent :

$$C_{mec} = J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = 0 \quad (II.27)$$

Donc, en négligeant l'effet du couple résistant dû aux frottements visqueux, on obtient :

$$C_f \approx 0 \quad (II.28)$$

Le comportement dynamique de la turbine est décrit donc par l'équation statique :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f = 0 \quad (II.29)$$

Le couple résistant dû aux frottements et le couple mécanique sont nuls, alors:

$$C_{em} = C_g = \frac{C_{aér}}{G} \quad (II.30)$$

Le couple électromagnétique de référence est déterminé à partir d'une estimation du couple aérodynamique :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aér-est}}{G} \quad (II.31)$$

Le couple éolien peut être déterminé à partir de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique en utilisant l'équations (II.17), le couple aérodynamique estimé est déterminé par l'expression :

$$C_{aér-est} = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot S \frac{1}{\Omega_{tur-est}} V_{est}^3 \quad (II.32)$$

où,

$\Omega_{tur-est}$ est la vitesse estimée de la turbine, et V_{est} la valeur estimée de la vitesse du vent.

La vitesse estimée de la turbine est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique, soit:

$$\Omega_{tur-est} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (II.33)$$

L'estimation de la vitesse du vent peut être obtenue à partir de l'équation :

$$V_{est} = \frac{\Omega_{tur-est} \cdot R_t}{\lambda} \quad (II.34)$$

En utilisant les expressions du (II.30) au (II.34), on obtient:

$$C_{em-ref} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (II.35)$$

Pour que la puissance extraite soit maximale, on associe à la grandeur λ sa valeur optimale λ_{opt} correspondant au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} . La valeur du couple électromagnétique de référence doit alors être réglée à la valeur optimale suivante :

$$C_{em-ref} = \frac{1}{2} \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (II.36)$$

En posant :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \frac{1}{G^3} \quad (II.37)$$

L'expression (II.36) peut s'écrire sous la forme :

$$C_{em-ref} = K_{opt} \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (II.38)$$

et donc, le couple de référence devient proportionnelle au carré de la vitesse du générateur.

Dans cette stratégie, l'algorithme **MPPT** est contrôlé à l'aide de la valeur de la vitesse de rotation mesurée dans l'étape 'K', qui détermine le couple de référence dans l'étape 'K+1', figure (II.13), après quelques itérations ; le point optimum de fonctionnement (Ω_{opt}, C_{popt}) est atteint et qui correspond à la puissance maximale $P_{opt}(\lambda_{opt}, C_{popt})$, figure (II.14) [33, 44].

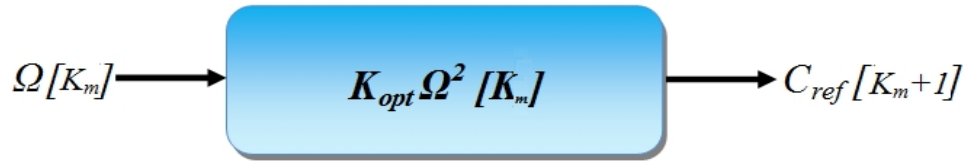


Figure II.13. Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.

Le schéma de ce mode de contrôle est illustré sur la figure (II.14).

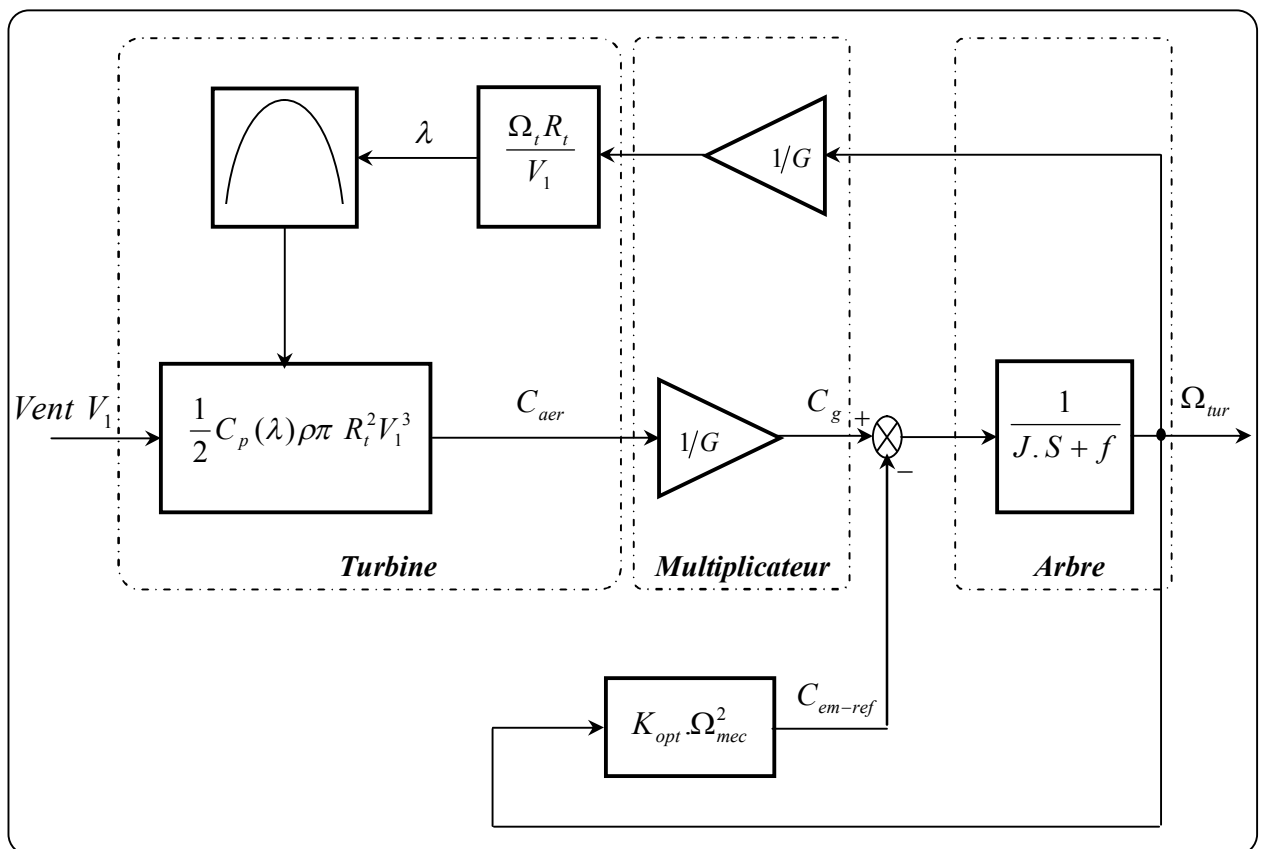


Figure II.14. Schéma de la commande MPPT sans asservissement de vitesse.

Cette technique est une commande en boucle ouverte. Afin d'améliorer la dynamique du système, il est fait recours à la commande MPPT avec asservissement de vitesse (en boucle fermée).

II.6.2. Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

Dans cette stratégie de commande, la puissance maximale est atteinte lorsque la vitesse de rotation de la turbine est ajustée à sa valeur de référence (ou encore du ratio de vitesse à λ_{opt}) quelle que soit la vitesse du vent, et par conséquent, la valeur du coefficient de puissance C_p devient maximale. Il est donc nécessaire d'imposer un couple optimale délivré par le correcteur de vitesse afin de réguler bien cette dernière.

La nature fluctuante du vent engendre des variations continues de la puissance éolienne. Pour cette étude, la machine électrique et son variateur sont supposés idéaux. De ce fait, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quelle que soit la puissance générée [44].

$$C_{em} = C_{em-ref} \quad (II.39)$$

La vitesse est influencée par l'application de trois couples : le couple éolien, électromagnétique et résistant de frottement (supposé nul). En regroupant l'action de ces trois couples, la vitesse mécanique n'est plus régie que par l'action de deux couples, C_g et C_{em} , et elle est obtenue à partir de l'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer son évolution :

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \frac{1}{J} \cdot (C_g - C_{em}) \quad (II.40)$$

Le couple électromagnétique de référence C_{em-ref} permettant d'obtenir une vitesse mécanique du générateur égale à la vitesse de référence Ω_{ref} , est obtenu grâce à un régulateur par la relation:

$$C_{em-ref} = C_{ass} (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (II.41)$$

où : C_{ass} est le régulateur de vitesse.

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

$$\Omega_{ref} = G \cdot \Omega_{tur-ref} \quad (II.42)$$

Selon l'équation (II.11), la vitesse de rotation de la turbine est égale à :

$$\Omega_{tur} = \frac{\lambda V_1}{R_t} \quad (II.43)$$

Alors, la vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale (à β constant égal à 2°) peut se déduire par:

$$\Omega_{tur-ref} = \frac{\lambda_{opt} V_1}{R_t} \quad (II.44)$$

La figure (II.15) présente le schéma synoptique de la commande MPPT avec asservissement de vitesse [25].

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. Dans l'annexe (A), nous détaillons le calcul des paramètres du correcteur Proportionnel Intégral (PI) utilisé.

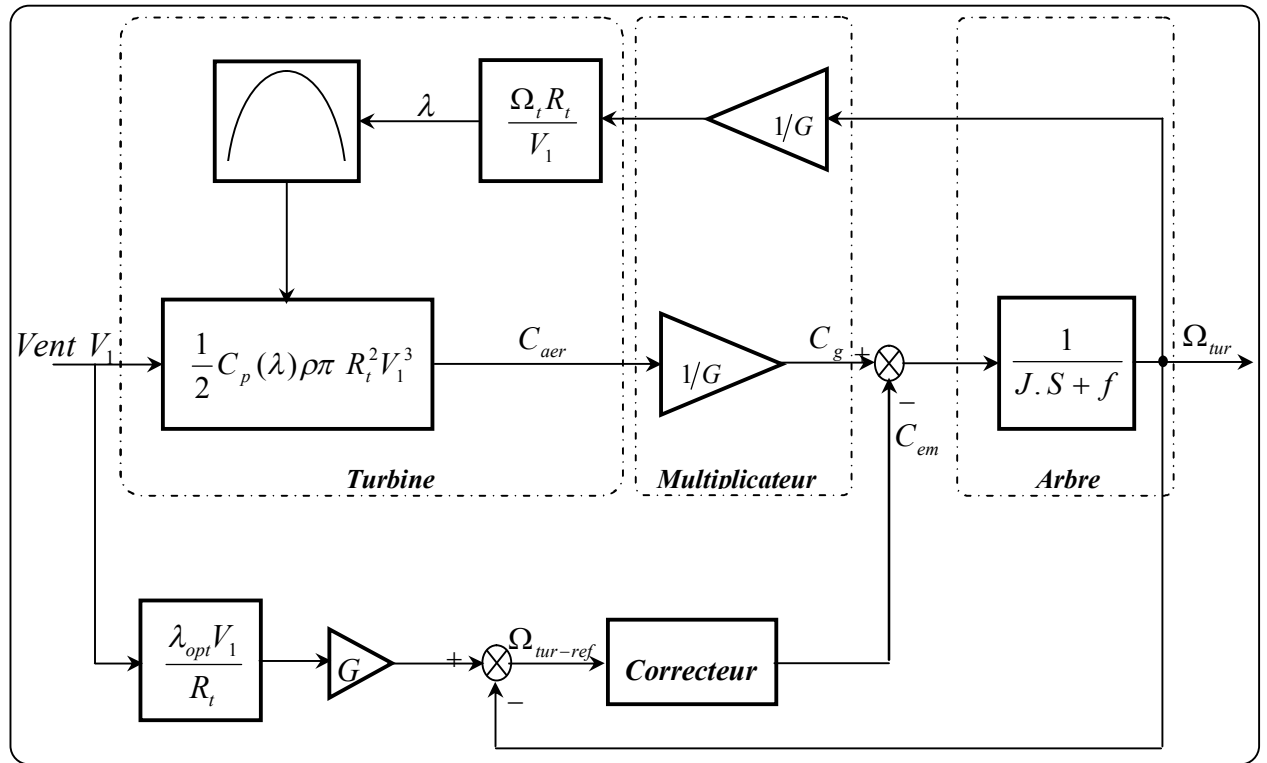


Figure II.15. Schéma de MPPT avec asservissement de vitesse.

Dans la partie suivante, la simulation de ses stratégies est considérée dans le but de choisir la meilleure.

II.7. Résultats de simulation et expérimentaux des techniques MPPT

La figure (II.16) montre le profil du vent (à 10 m) considéré pour la simulation des différentes stratégies de la commande MPPT utilisées. Notons que ces résultats sont validés et publiés [20, 53].

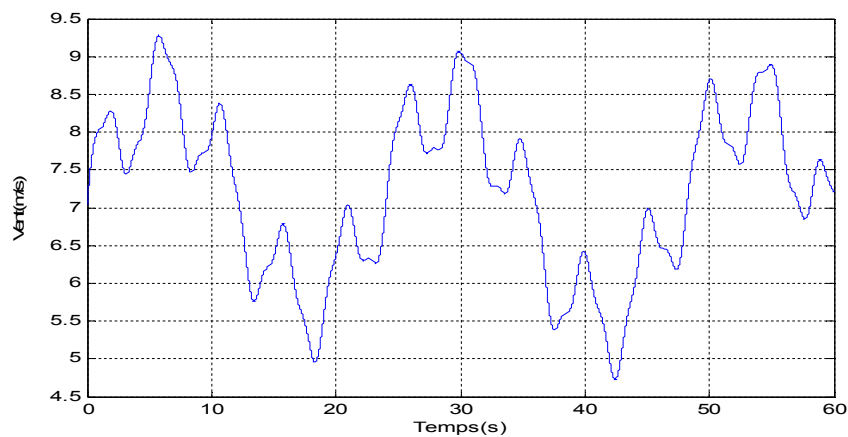
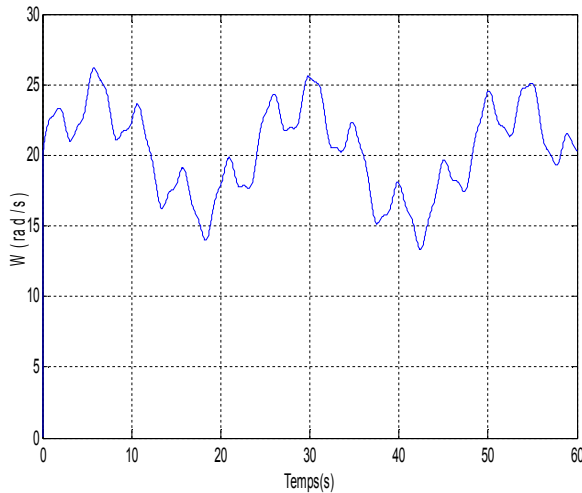
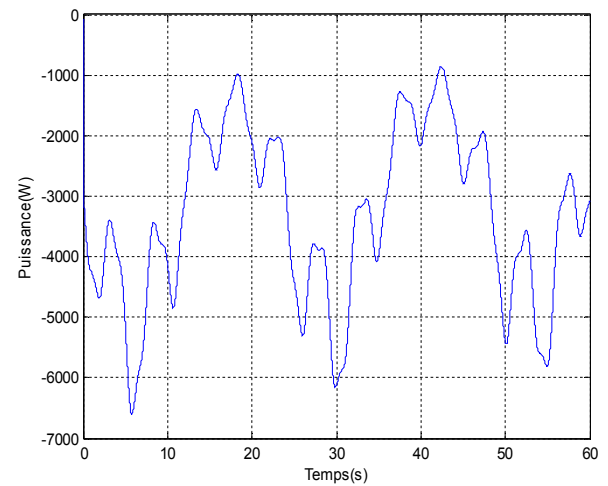
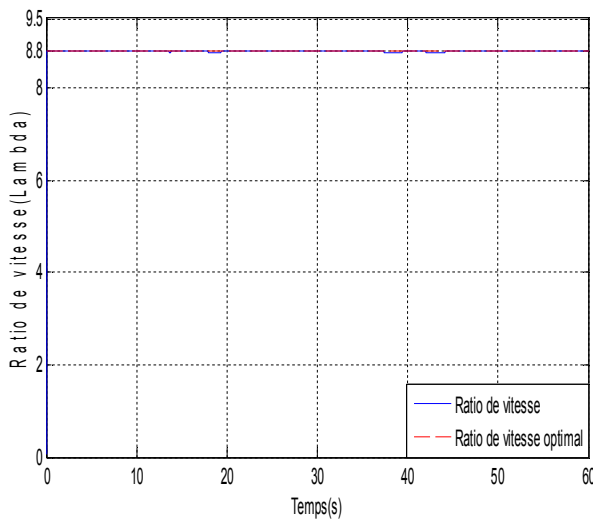
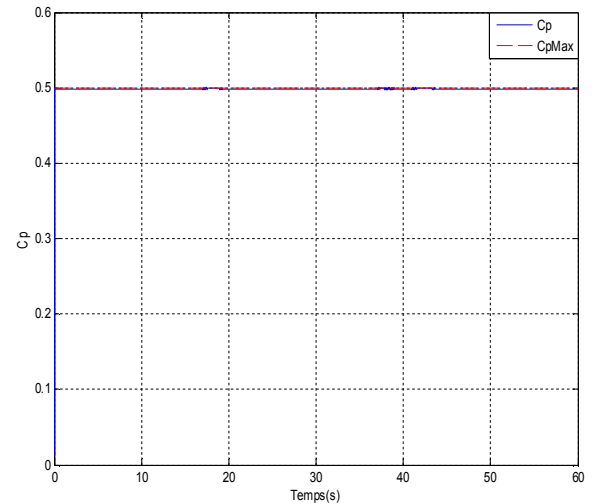


Figure II.16. Profil du vent.

II.7.1. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse

Les figures suivantes représentent les résultats de simulation correspondant à la commande MPPT sans asservissement de vitesse.

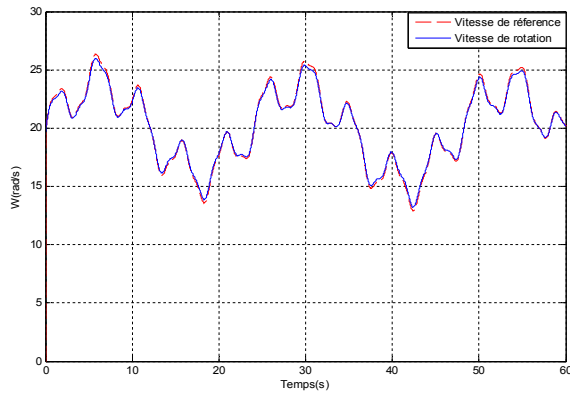
(a) *Vitesse de rotation*(b) *Puissance électrique*(c) *Vitesse spécifique*(d) *Coefficient de puissance***Figure II.17. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse.**

Les résultats de simulation correspondant à cet algorithme de commande (en boucle ouverte) montrent bien l'adéquation de la vitesse de rotation et la puissance électrique produite avec les variations de la vitesse du vent. La puissance électrique produite est négative, puisque le GSAP fonctionne en mode générateur. Le coefficient de puissance n'est pas bien ajusté à sa valeur maximale (II.17.d), ce qui montre que la puissance électrique obtenue est légèrement inférieure à celle optimale.

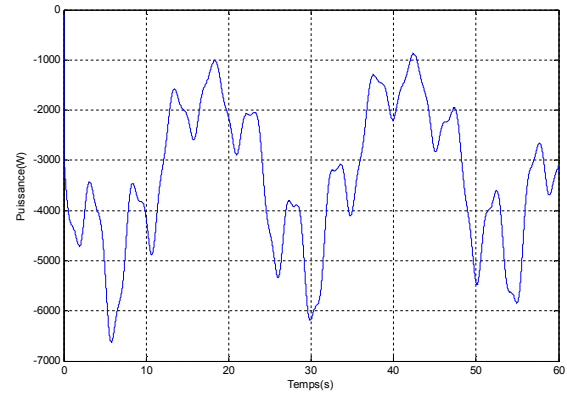
II.7.2. Résultats de simulation de MPPT avec asservissement de vitesse

En utilisant le même profil du vent dans les mêmes conditions, la commande MPPT avec asservissement de vitesse est simulée.

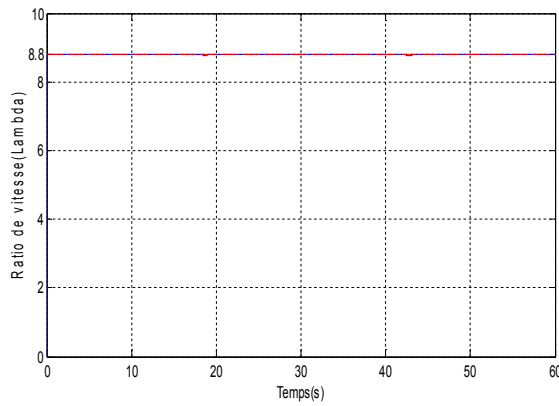
II.7.2.1. Régulateur PI



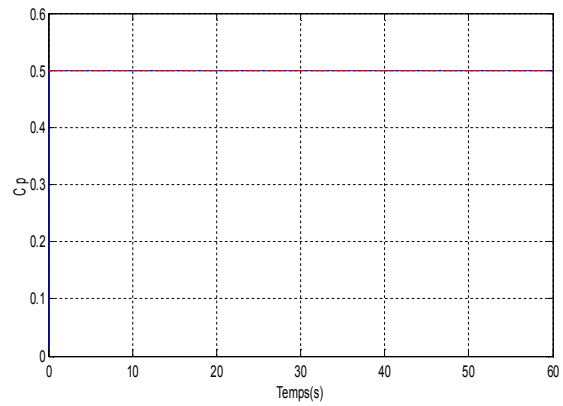
(a) Vitesse de rotation



(b) Puissance électrique



(c) Vitesse spécifique



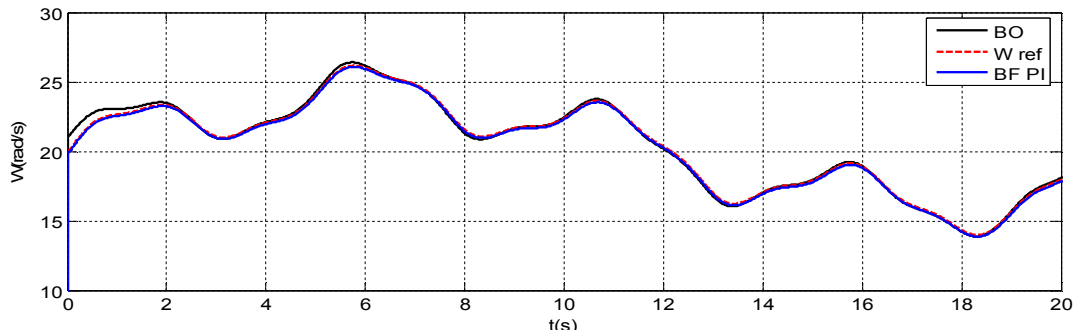
(d) Coefficient de puissance

Figure II.18. Résultats de MPPT avec asservissement de vitesse.

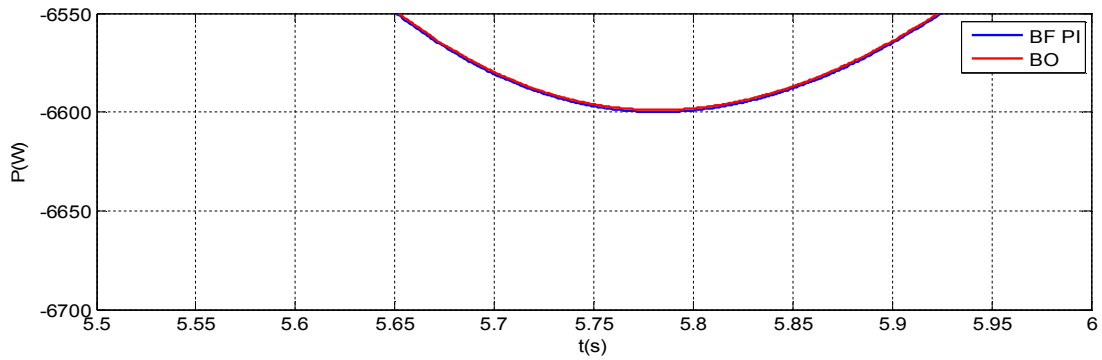
Les résultats de simulation obtenus par cet algorithme sont très satisfaisants à cause de l’asservissement du coefficient de puissance à sa valeur maximale, donc une transmission de puissance maximale vers le générateur. La vitesse mesurée et celle de référence sont pratiquement confondues. La validation expérimentale de ces commandes est présentée dans la partie suivante.

II.7.3. Validation expérimentale et comparaison entre les commandes MPPT

Afin de résumer ces résultats obtenus avec l’une ou l’autre stratégie de commande MPPT, la figure (II.1.a) représente la vitesse mécanique obtenue de chaque stratégie de commande ainsi que sa référence pour le même profil du vent. Celle de (II.19.b) présente la puissance électrique.



(a) Vitesse mécanique



(b) Zoom de la puissance électrique produite

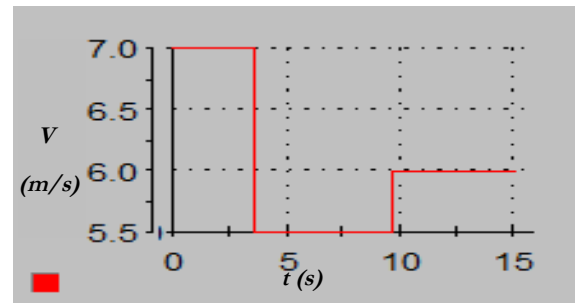
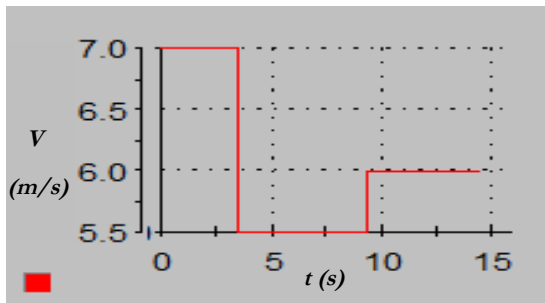
Figure II.19. Résultats obtenus des deux stratégies de commande.

La figure (II.19.a) montre qu'un meilleur contrôle de la vitesse par le correcteur 'PI' est obtenu en régime transitoire et en régime permanent. Malgré la grande variation de la vitesse du vent, l'erreur entre la vitesse mécanique et celle de référence n'apparaît pas en régime permanent, grâce à l'action intégrale. La figure (II.19.b) montre bien que la puissance est maximale dans le cas de l'asservissement de vitesse.

Afin de valider et prouver ces résultats, on a fait des essais en temps réel sur un banc d'essai construit au laboratoire ESIEE-Paris. La figure(III.20) représente les résultats expérimentaux obtenus.

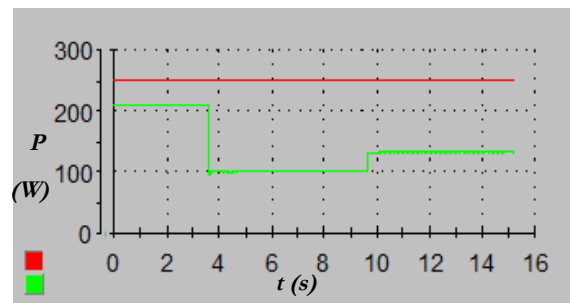
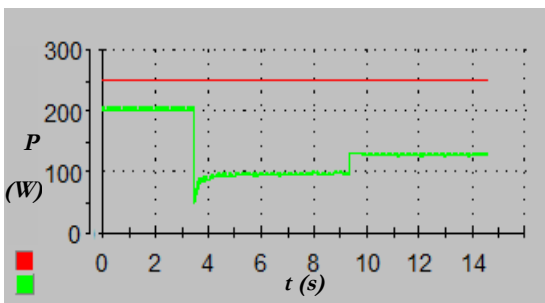
MPPT sans asservissement de vitesse

MPPT avec asservissement de vitesse



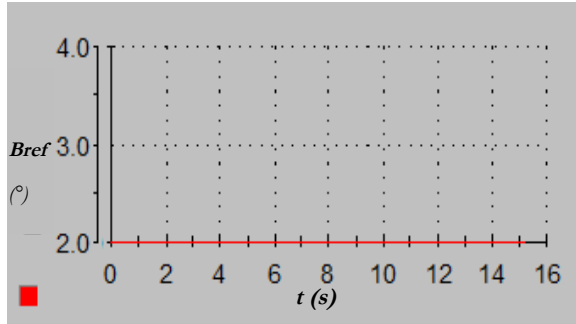
(a.1) Profile du vent (m/s)

(a.2) Profile du vent (m/s)

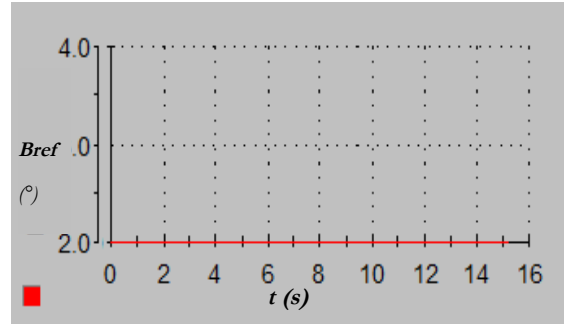


(b.1) Puissance de la turbine et puissance nominale(W)

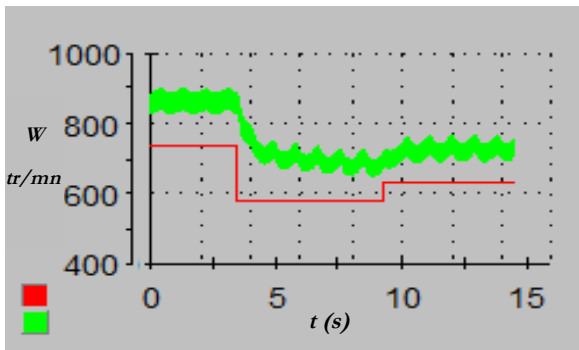
(b.2) puissance de la turbine et puissance nominale(W)



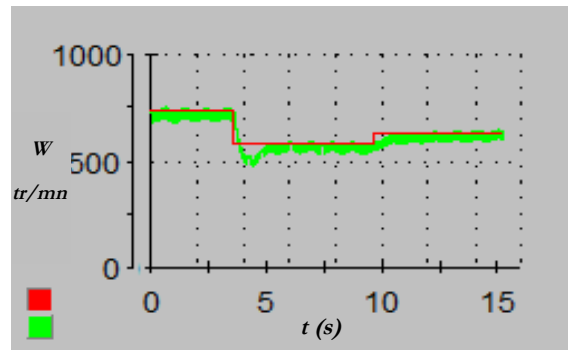
(c.1) Angle de calage (°)



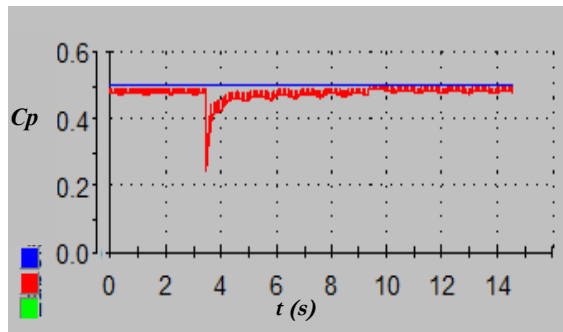
(c.2) Angle de calage (°)



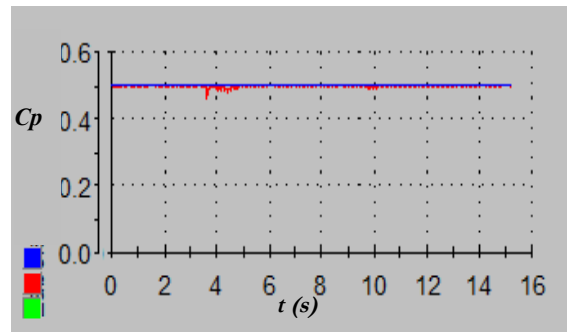
(d.1) Vitesse de rotation et celle de référence (tr/min)



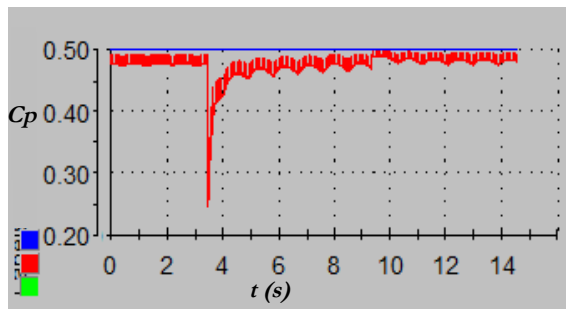
(d.2) Vitesse de rotation et celle de référence (tr/min)



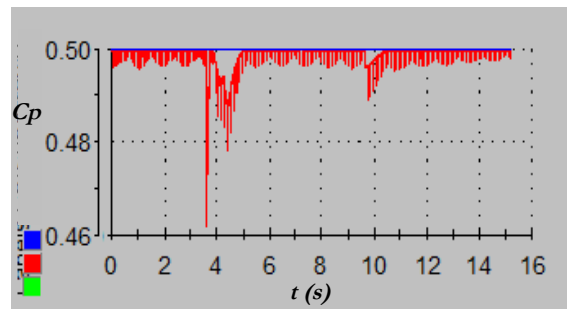
(e.1) Coefficient de puissance



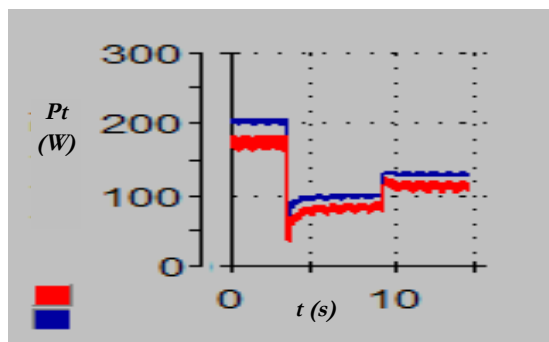
(e.2) Coefficient de puissance



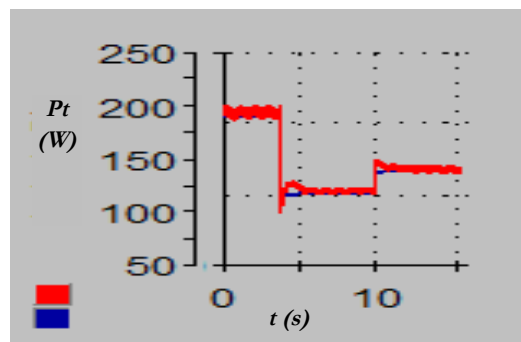
(f.1) Zomm du coefficient de puissance



(f.1) Zoom du coefficient de puissance



(g.1) Puissance produite et celle maximale(W)



(g.2) Puissance produite et celle maximale(W)

Figure II.20. Comparaison entre les résultats expérimentaux des MPPTs.

- **Analyse des résultats :**

Afin de confirmer le choix de la commande MPPT, on a mis la turbine éolienne réalisée au laboratoire dans les deux cas de commande MPPT avec et sans asservissement de vitesse, sous le même profil du vent représenté sur les figures (II.20, a.1 et a.2). Les valeurs imposées de la vitesse du vent sont des échelons de 7m/s, 5.5m/s et 6m/s.

On remarque que la puissance de la turbine éolienne est toujours inférieure à celle nominale (300W) dans les deux cas, ce qui nécessite le fonctionnement dans la zone MPPT afin d'exploiter le maximum de puissance disponible, figures (II.20, b.1 et b.2), donc, l'angle de calage doit être maintenu à sa valeur minimale ($\beta_{min}=2$), figures (II.20, c.1 et c.2).

On peut voir également sur les figures (II.20, b.1 et b.2) que la puissance produite dans le cas de l'asservissement de vitesse est plus stable et plus importante en régime transitoire, aux instants de variation des échelons de vitesse du vent.

Dans le cas de la commande MPPT avec asservissement de vitesse, on remarque que la vitesse suit très bien sa référence, figure (II.20, d.2), et par conséquent, le coefficient de puissance est bien ajusté à sa valeur maximale, figures (II.20, e.2 et f.2), ce qui donne une puissance maximale comme il est montré sur la figure (II.20, g.2). Par contre, dans la commande MPPT sans asservissement de vitesse, la vitesse de rotation n'est pas asservie, et le coefficient de puissance est légèrement inférieur à sa valeur maximale, ce qui donne une puissance inférieure à celle obtenue par MPPT avec asservissement de vitesse, comme il est montré clairement dans la comparaison entre les figures (II.20, f.1 et f.2), (II.20, g.1 et g.2).

D'après la comparaison, il est clair que la commande MPPT avec asservissement de vitesse est meilleure que celle sans asservissement de vitesse en régime transitoire et même en régime permanent, alors c'est cette commande qui sera utilisée dans la suite du travail [44, 53].

Après le développement et la sélection de la meilleure commande (MPPT) appliquée dans la zone '2', on va analyser les commandes appliquées dans les zones '3' et '4'.

II.8. Techniques de limitation de la vitesse et de la puissance

Les techniques de limitation de la vitesse de rotation et de la puissance sont des techniques appliquées pour assurer la continuité de la production d'énergie électrique d'une part, et pour protéger les équipements du système éolien lorsque la puissance disponible du vent devient très

importante et peut même dépasser sa valeur nominale.

On distingue deux techniques : limitation de la vitesse, et limitation de la puissance.

II.8.1. Technique de limitation de la vitesse de rotation

Cette commande est souvent appliquée dans les éoliennes de grande puissance. Elle est reliée directement à la boucle principale de maximisation de la puissance où la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique. Lorsque la vitesse de rotation de la turbine arrive à des valeurs importantes très proches à sa vitesse nominale, dans ce cas elle doit être limitée et rendue constante. Vu de la lenteur du système d'orientation des pales (due à l'inertie et le mécanisme d'orientation) qui a une dynamique plus lente que celle de la machine, le système de commande change le fonctionnement à maximisation de puissance au fonctionnement à vitesse maximale constante afin de protéger le générateur et les équipements contre l'excès de vitesse. Ce mode de contrôle correspond à la zone '3' du fonctionnement de la turbine, figure (II.21) [24].

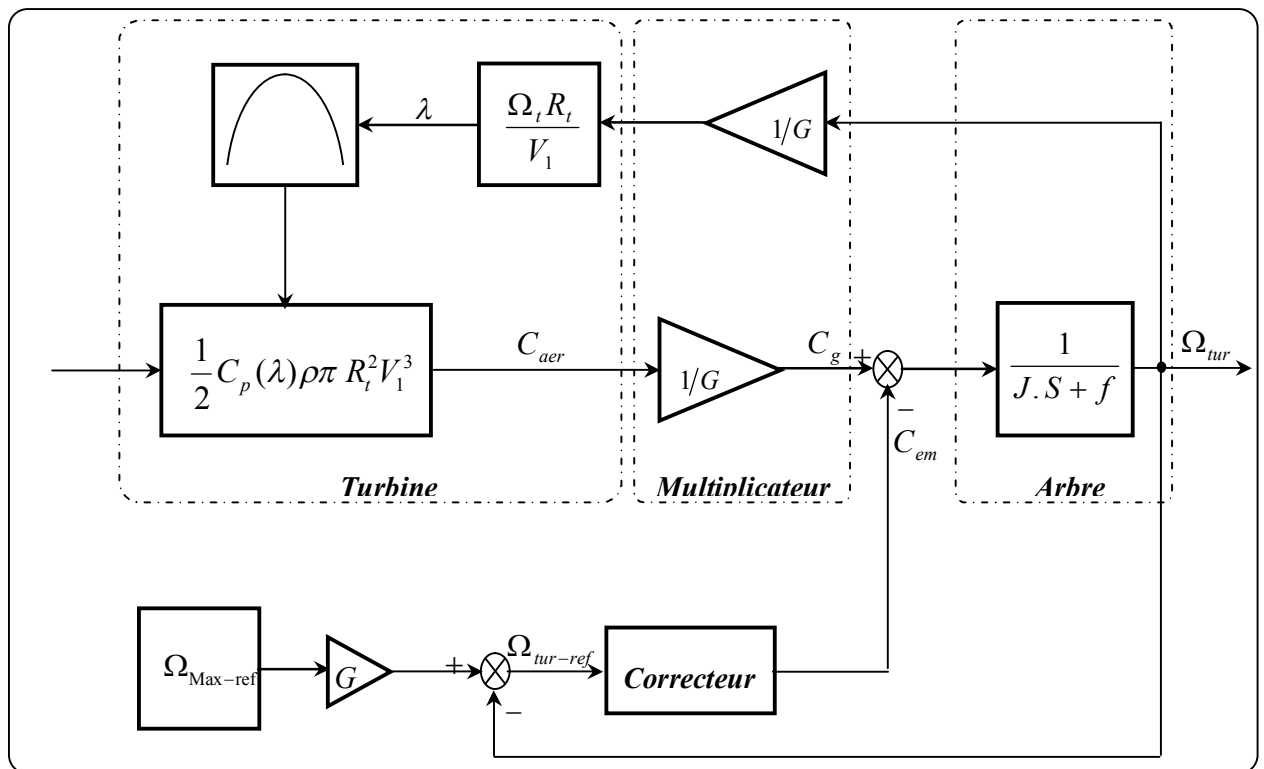


Figure II.21. Schéma de commande de limitation de vitesse.

Lorsqu'une commande avec asservissement de vitesse est utilisée, il suffit d'appliquer une vitesse de référence constante, plutôt que celle sans asservissement de vitesse, il est nécessaire de mesurer la puissance afin d'imposer le couple correspondant à une vitesse constante [24].

Cette stratégie de commande est accompagnée avec la deuxième boucle de puissance. Nous détaillons le principe de réglage de l'angle des pales dans la partie suivante.

II.8.2. Développement d'une nouvelle commande de limitation de la puissance 'Pitch Angle'

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance générée à celle nominale. Alors, il est activé lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale. Avec ce

système, la pale est tournée par un dispositif de commande appelé ‘pitch control’. En basses vitesses, les pales sont face au vent, puis pour les fortes vitesses, elles s’inclinent pour dégager l’excès de puissance; à la vitesse maximale du vent, elles atteignent la position ‘en drapeau’. L’angle d’orientation des pales doit être régulé de manière à maintenir la puissance électrique générée constante, malgré que la turbine puisse produire plus de puissance disponible du vent. En réglant l’angle d’orientation des pales, on modifie les performances de la turbine, et plus précisément le coefficient de puissance [19]. Alors que ce système ajoute un coût de l’installation de mécanisme d’orientation des pales, les constructeurs justifient ce choix par des considérations technico-économiques et plusieurs avantages. Grâce à ce système, la turbine éolienne peut fonctionner sur une large plage de vitesse du vent, comme il permet d’effectuer un contrôle actif de la puissance et de faciliter le freinage de l’éolienne, en réduisant la prise du vent des pales et les efforts mécaniques, ce qui limite l’utilisation de freins puissants, et donc réduction de coût et de volume, figure (II.22) [19, 24].

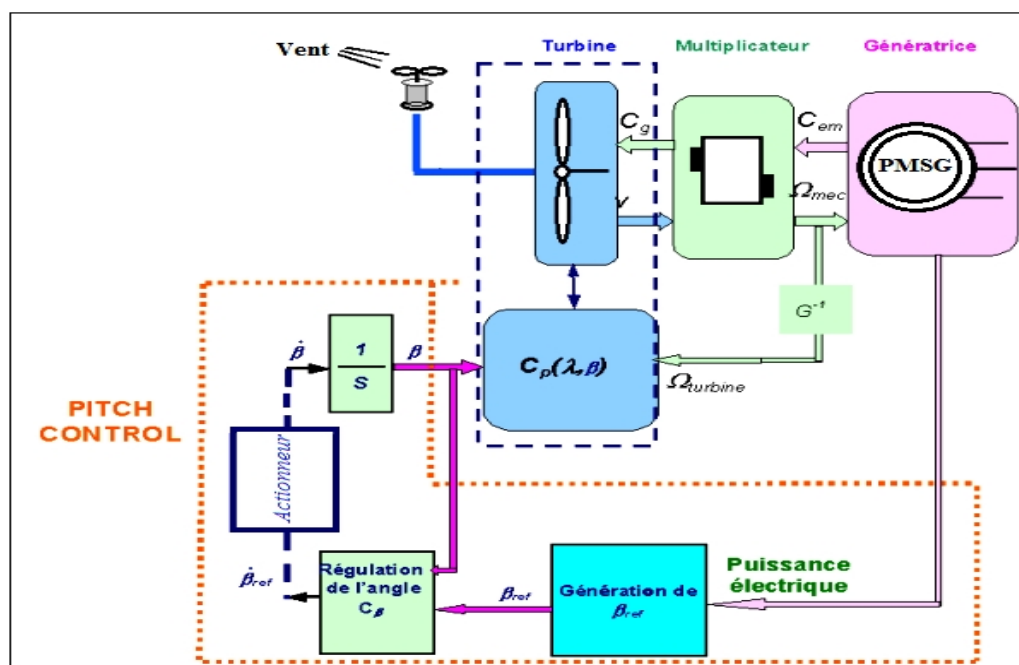


Figure II.22. Schéma du système d’orientation des pales.

Ce type de régulation de calage des pales est conçu soit indépendamment pour chaque pale, soit pour toutes les pales, et s’il est à base d’un actionneur, il peut être un actionneur pas à pas ou linéaire.

Le modèle non-linéaire de la turbine et les caractéristiques mécaniques des turbines rendent la conception de ce réglage complexe. Nous présentons en bref les techniques de réglage de l’angle de calage des pales les plus rencontrées dans la littérature avant d’arriver à notre approche. Plusieurs commandes de l’angle de l’angle de calage ont été développées. On trouve des techniques utilisant deux gains et un comparateur, donc facilement réalisable sous forme analogique [24, 63]. Généralement, les régulateurs utilisés pour la régulation de l’angle d’orientation sont les régulateurs *PIs* [24, 55, 64-66], d’autres travaux utilisent l’optimisation des gains de régulateur *PI* [67], on en trouve aussi qui utilise la logique floue [68].

Cependant, la majorité des méthodes sont basées sur un gain proportionnel ou un correcteur *PI*,

ces derniers dépendent des paramètres du système qui peuvent varier, et donc le système ne devient plus robuste. La génération de l'angle de calage par une loi de la logique floue est plus robuste que les précédentes. Néanmoins, elle nécessite plusieurs essais empiriques qui sont spécifiques pour la turbine commandée, en plus, elle peut générer des oscillations sur le système en régime permanent. En addition, le grand temps de calcul influe sur le pas d'échantillonnage et donc sur les performances et la qualité des signaux [69].

Dans ce contexte, on a développé une nouvelle commande de l'angle de calage basée sur l'intelligence artificielle et plus précisément les Réseaux de Nuerons Artificiels (RNA). Cette commande est plus simple à implanter et très robuste et peut gérer l'angle de calage correspondant aux deux commandes MPPT et 'Pitch Angle' à la fois, ce qui donne l'avantage de bénéficier des meilleures performances issues de l'énergie éolienne avec un coût et volume réduits et un simple circuit de commande [70]. Notre commande a fait l'objet d'une publication [19]; elle est validée en temps réel à l'aide de dSPACE 1104 (Laboratoire ESIEE-Paris, France) avec de très bonnes performances. Ces fonctionnalités sont maintenant détaillées.

II.8.2.1. Principe de fonctionnement

Notre approche est basée sur la commande du coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ qui se présente comme un facteur commun et très important dans les deux commandes (MPPT et Pitch angle). Quand la vitesse du vent est inférieure à celle nominale (correspondante à la puissance nominale), la valeur de l'angle de calage β doit être maintenue constante à sa valeur minimale ($\beta=2$) afin de maximiser le coefficient de puissance. Mais, lorsque la vitesse du vent dépasse celle nominale, la puissance disponible devient très importante, donc la valeur de l'angle de calage augmente de manière à réduire le coefficient de puissance et limiter la puissance générée à celle nominale. De cette façon, on peut contrôler les deux commandes MPPT et 'Pitch Angle' au même temps par un seul régulateur intelligent (RNA).

Compte tenu des efforts subis par les pales, il est très important de limiter la variation de l'angle de calage à environ (10°/s) lors d'un fonctionnement normal, et à (20°/s) pour des cas d'urgence, malgré la rapidité de réponse de la boucle de commande, figure (II.23) [24, 65].

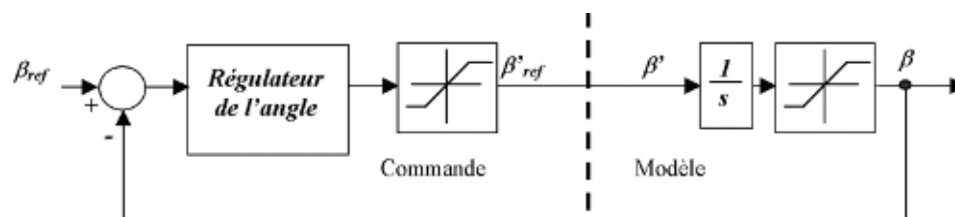


Figure II.23. Schéma du système d'orientation des pales.

À partir de l'équation (II.15), on peut écrire [19]:

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{2.P_m}{\rho \pi R_t^2 V_1^3} = \frac{2.P_m}{\rho S V_1^3} \quad (\text{II.45})$$

En remplaçant la valeur de la puissance par celle nominale, on obtient la valeur optimale du coefficient de puissance $C_{p\ opt}$ pour laquelle on obtient la puissance nominale pour les différentes grandes vitesses du vent [19]:

$$C_{p_opt}(\lambda, \beta) = \frac{2.P_n}{\rho S V_I^3} = \frac{\alpha}{V_I^3} \quad (\text{II.46})$$

où α est le constant qui représente un facteur de proportionnalité.

Donc, selon l'équation (II.14), la nouvelle valeur de C_{p_opt} peut être imposée sur le système à travers la valeur de l'angle de calage β . Néanmoins, face à une équation inverse non linéaire et difficile, on a utilisé un prédicteur universel qui possède de bonnes performances pour résoudre et approximer les équations complexes, à savoir les Réseaux de Neurones Artificiels (RNA) [19].

II.8.2.2. Modèle mathématique de la commande par RNA

Un Réseau de Neurone Artificiel (RNA) est constitué par des modules élémentaires interconnectés nommés Neurones, chacun de ces derniers réalise un traitement simple mais dont l'ensemble en interaction réalisent des tâches complexes. Son modèle mathématique est inspiré à partir du fonctionnement cérébral de l'être humain en se basant principalement sur le concept et le comportement du cerveau humain. Chaque point de connexion est appelée 'poids'. Chaque neurone fonctionne indépendamment des autres de telle sorte que l'ensemble forme un système massivement parallèle. L'information est stockée de manière distribuée dans le réseau sous forme de coefficients synaptiques, donc, il n'y a ni zone de mémoire ni zone de calcul, l'une et l'autre sont intimement liés, figure (II.24) [71-73].

Un Réseau de Neurones peut avoir différentes structures et constituer de plusieurs couches. Un réseau de neurone ne se programme pas, il est entraîné grâce à un mécanisme d'apprentissage qui peut être supervisé ou non. Un réseau de neurones est utilisé dans diverses applications telles que : la classification, la discrimination, la prévision ou l'estimation, l'approximation des fonctions, et la commande de processus complexes [70-72].

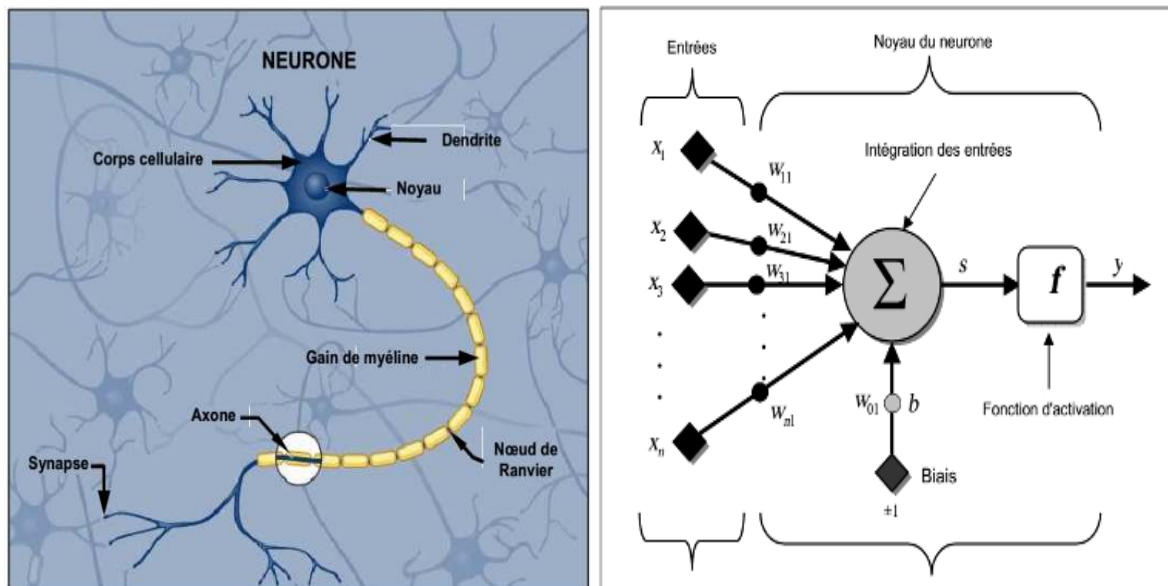


Figure II.24. Modèle d'un neurone biologique et un neurone artificiel.

On peut faire l'analogie entre le neurone biologique et le neurone artificiel modélisé qui permet de voir clairement la transition entre les deux, tableau (II.1) [71].

Neurone biologique	Neurone formel
Synapses	Poids de connexion
Axones	Signal de sortie
Dendrites	Signal d'entrée
Noyau ou Somma	Somme + Fonction d'activation

Tableau II.1. Analogie entre le neurone biologique et celui artificiel.

Le modèle mathématique du neurone dans la $l^{\text{ème}}$ couche est donné par [19, 72]:

$$Y_j^l = f\left(\sum_i^{n_l} w_{ji}^l x_i + b_j^l\right) \quad (\text{II.47})$$

où :

- x_i : Vecteurs d'entrée, obtenus soit à partir des sorties des autres neurones ou bien à partir de stimuli sensoriel (des capteurs, mesures...).
- w_{ji}^l : poids synaptique de neurone j dans la couche l . Leurs valeurs peuvent être modifiées durant l'apprentissage.
- b_j^l : biais dont l'entrée correspondante souvent prend la valeur -1 ou +1, ce qui ajoute une flexibilité au réseau par le réglage de leurs valeur durant l'apprentissage.

La sortie d'un neurone est toujours une grandeur scalaire, elle est calculée par la fonction d'activation f , cette dernière peut avoir plusieurs types [71].

Dans notre approche, on a utilisé un réseau multicouche (Multi-Layer Perceptron, MLP). Il est constitué de plusieurs couches (figure II.24), la première colonne représente les entrées qui peuvent être des mesures, tandis que la dernière colonne représente les sorties. Les neurones entre la couche d'entrée et de la sortie (couche de décision) sont cachés.

Pour notre cas, on veut construire un réseau simple et capable de gérer les deux commandes par l'optimisation du coefficient de puissance à travers la valeur correcte de β . Pour cette raison, on a utilisé pour l'apprentissage un algorithme de rétropropagation appelé 'algorithme de Levenberg-Marquardt (LM)' qui donne de bons résultats [73].

Le MLP construit est statique, ses entrées sont la vitesse spécifique λ et le coefficient de puissance optimale C_{popt} , la sortie génère l'angle de calage β_{ref} à l'aide d'une fonction d'activation choisie linéaire de la couche de sortie pour ne pas limiter la commande. Tandis que la fonction d'activation des couches cachées est du type sigmoïde donnée par, figure (II.25) [19]:

$$sgm = \frac{1 - \exp(-2x)}{1 + \exp(-2x)} \quad (\text{II.48})$$

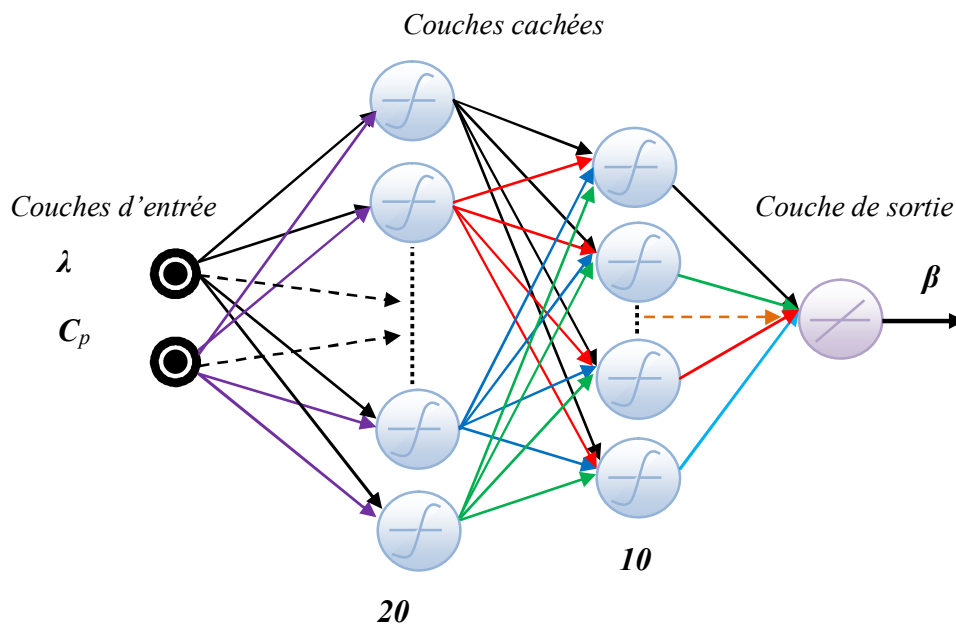
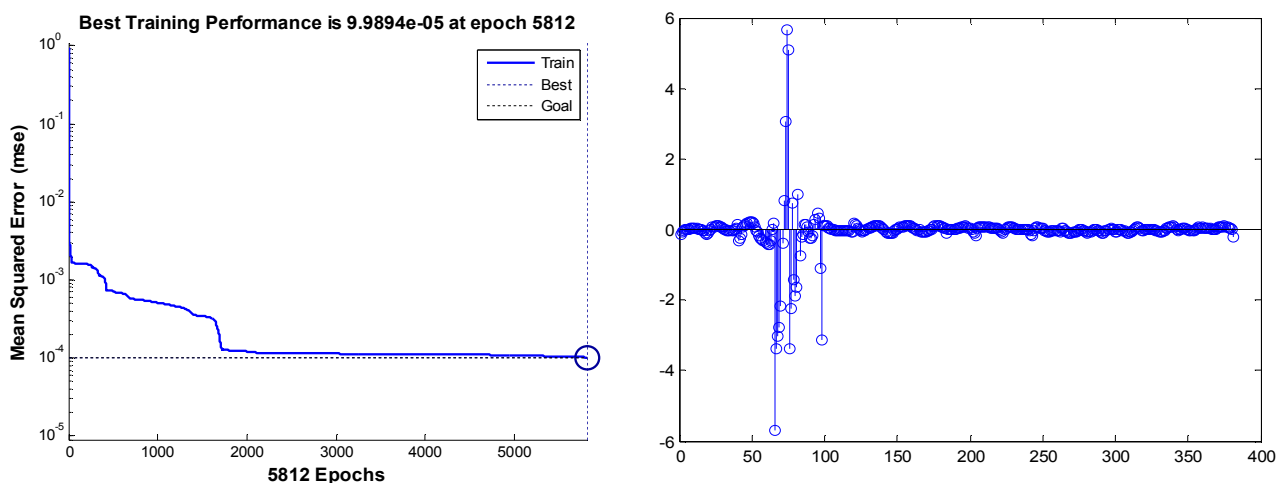


Figure II.25. MLP utilisé dans la commande.

Le MLP utilisé se compose de deux entrées, deux couches cachées, l'une de vingt neurones et l'autre de dix neurones, et une couche de sortie avec un seul neurone linéaire où la loi de commande est générée.

L'algorithme d'apprentissage est celui de Levenberg-Marquardt pour chercher les poids synaptiques optimaux. Cet algorithme est bon pour l'optimisation de l'erreur quadratique grâce à sa convergence rapide [19]. Afin d'obtenir un bon résultat, les données sont partagés en deux ensembles 75% des points sont utilisés pour l'apprentissage et 25% pour le test afin de mesurer l'efficacité de l'apprentissage.

Les courbes de performance et de test obtenues sont montrées sur les figures suivantes :



(a) Courbe de performance

(b) Courbe de test

Figure II.26. Courbes de performance et de teste de RNA.

II.8.2.3. Conception de la commande MPPT-Pitch angle

Dans notre stratégie, les deux commandes MPPT et Pitch Angle deviennent une seule commande basée sur la commande du coefficient de puissance C_p , d'une façon à suivre le coefficient de puissance optimale $C_{p\ opt}$. Quand la puissance disponible est supérieure à la puissance nominale du générateur, $C_{p\ opt}$ qui représente l'entrée du RNA prend de petites valeurs relativement (equation (II.46)), donc le RNA génère des valeurs plus grandes de β_{ref} correspondantes à la puissance nominale du générateur. Néanmoins, lorsque la puissance du vent disponible est inférieure à la puissance nominale du générateur, et donc la vitesse du vent est inférieure à celle nominale, le $C_{p\ opt}$ prend des valeurs plus grandes jusqu'à sa valeur maximale ($C_p^{Max}=0.5$), et le RNA génère des valeurs plus petites de β_{ref} jusqu'à sa valeur minimale ($\beta_{min}=2$), dans ce cas la commande MPPT fonctionne automatiquement et ($C_p=C_{p\ opt}=C_p^{Max}=0.5$), figure (II.27).

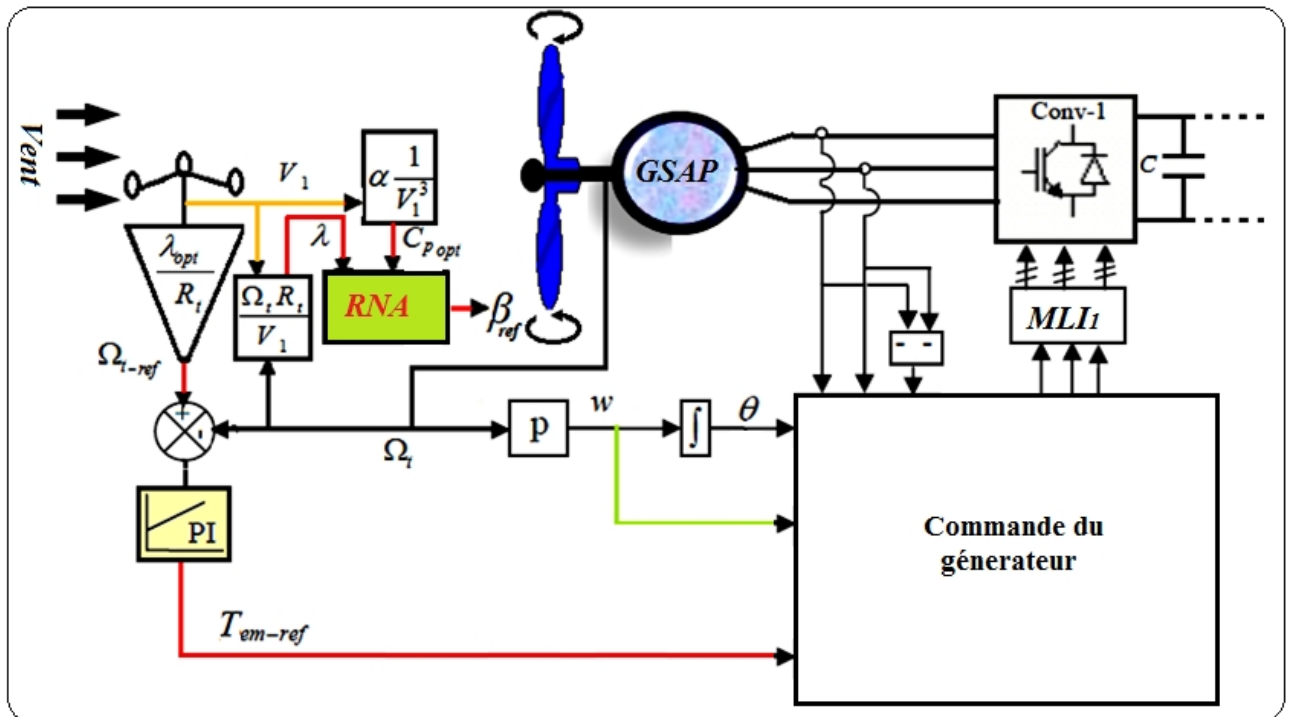


Figure II.27. Commande MPPT-Pitch angle avec la commande du GSAP.

Comme la figure le montre, le RNA gère les deux commandes MPPT et Pitch Angle par la génération de la valeur de l'angle de calage correspondante β_{ref} selon la vitesse du vent.

La validation expérimentale et par simulation de ces commandes est présentée dans la partie suivante.

II.9. Résultats des techniques de limitation de la vitesse et de la puissance

II.9.1. Résultats de simulation pour une éolienne de grande puissance

Pour valider les lois de commandes de la turbine dans toutes les zones de fonctionnement (MPPT, commande à vitesse constante, commande d'orientation des pales), on a appliqué le profil du vent de la figure (II.28), sur une éolienne de 850kW [63].

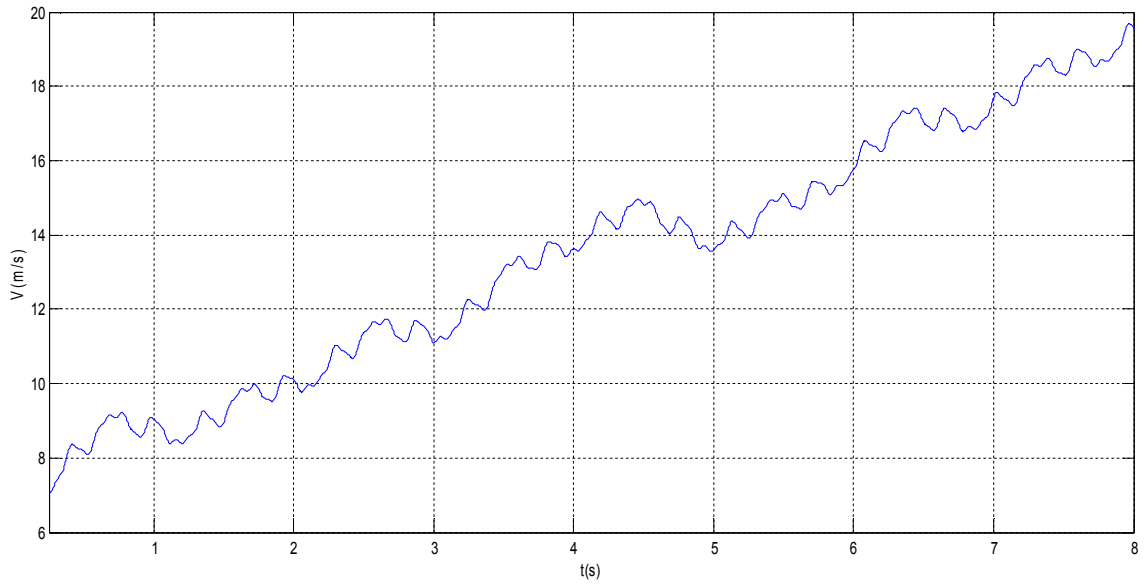
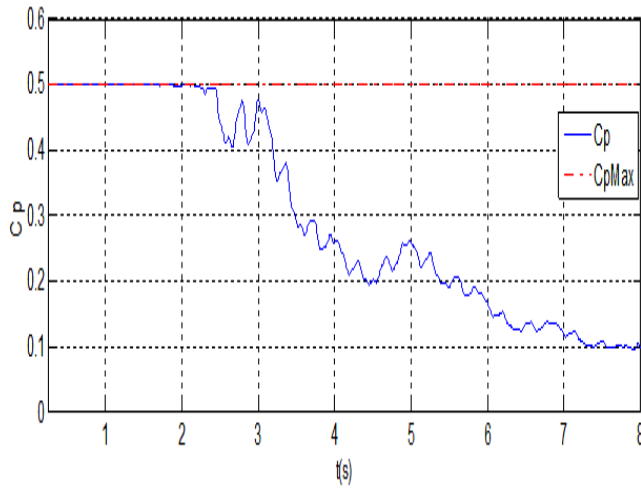
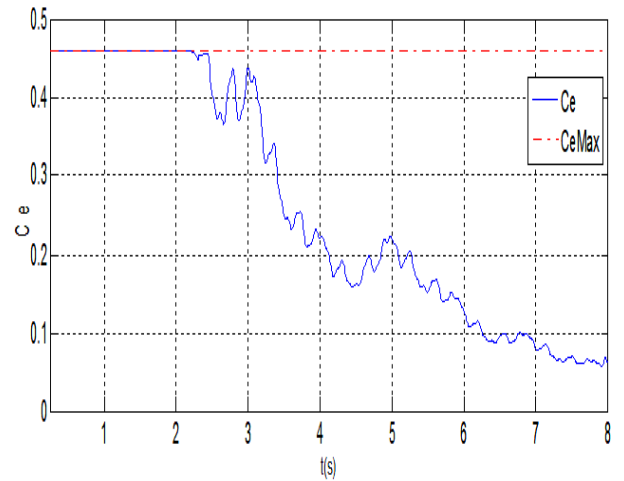


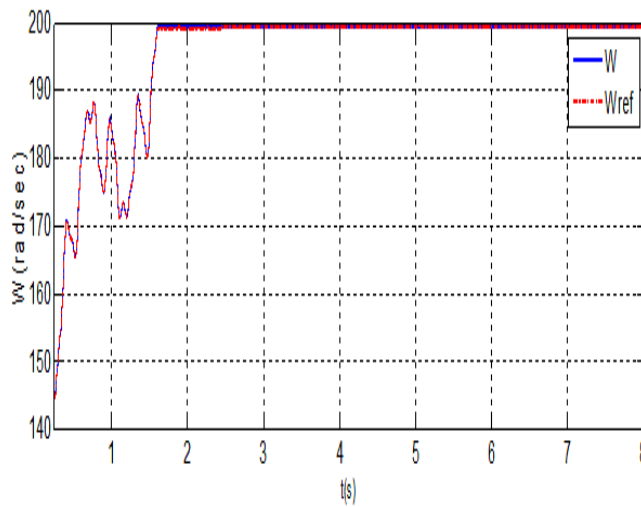
Figure II.28. Profil du vent pour illustrer les trois zones de fonctionnement.



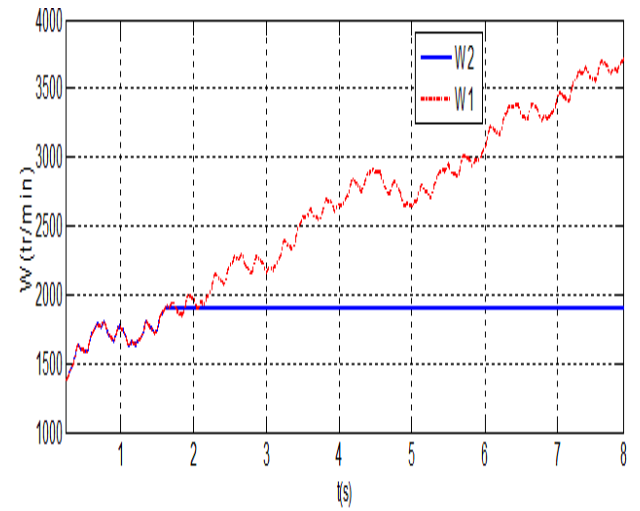
(a) Coefficient de puissance



(b) Coefficient d'efficacité



(c) Vitesse de rotation du générateur



(d) Vitesse de rotation sans et avec limitation

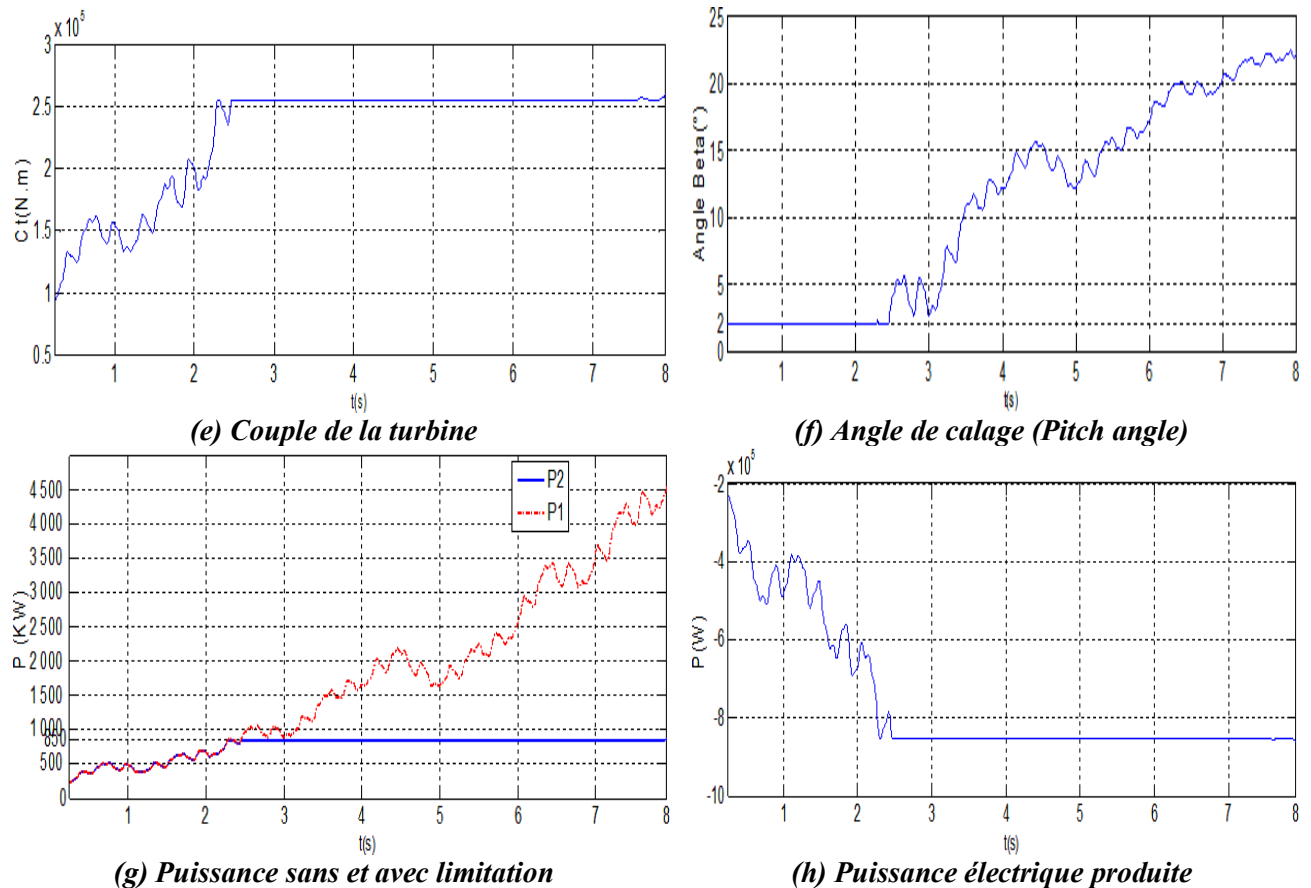


Figure II.29. Résultats des trois zones de fonctionnement.

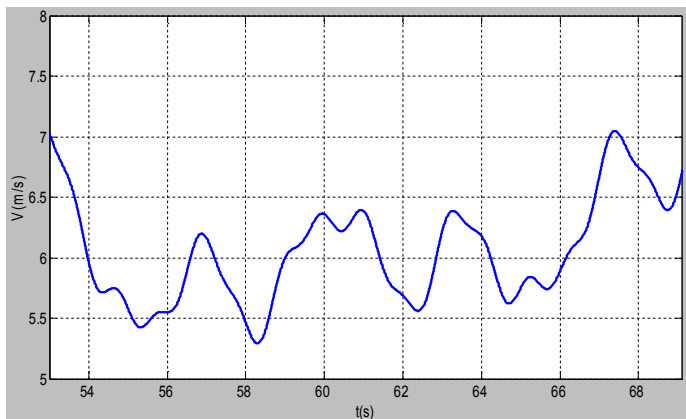
La figure (II.29) illustre la variation des différentes grandeurs pour différentes vitesses du vent. On peut observer que : de $t=0$ s à $t=2.45$ s, la vitesse du vent est inférieure à celle nominale (correspondante à la puissance nominale), automatiquement le contrôleur RNA maintient l'angle d'orientation des pales à sa valeur minimale et constante ($\beta_{min}=2$, zone '2', figures (II.29. f)), alors la commande MPPT fonctionne afin de maximiser l'énergie extraite du vent, ce qu'est traduit par les valeurs maximales du coefficient de puissance et le coefficient d'efficacité, (figures II.29. a, b). Lorsque la vitesse de rotation atteint des valeurs importantes (zone '3'), le système de commande impose un couple pour limiter la vitesse à la vitesse de rotation maximale afin d'éviter une éventuelle survitesse du rotor, et protéger le système électrique, (figures II.29. c, d), dans notre cas, la vitesse de rotation maximale du générateur est de 1902tr/min. Après $t=2.45$ s, la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale (11.2m/s), à ce moment, il est nécessaire de limiter la puissance produite pour protéger le générateur et les équipements électriques, donc, le RNA augmente la valeur de l'angle d'orientation des pales de manière à maintenir la puissance électrique générée constante à celle nominale (850 kW), malgré que la turbine soit capable de produire plus de puissance, (figures II.29. e, f, g, h), ce qui modifie les performances de la turbine, et plus précisément le coefficient de puissance et celui d'efficacité, et en même temps la commande de limitation de vitesse reste en fonctionnement (zone '4'), (figures II.29. a, b, c).

Ces résultats confirment bien la validité des commandes appliquées dans toutes les zones de fonctionnement de la turbine éolienne [2].

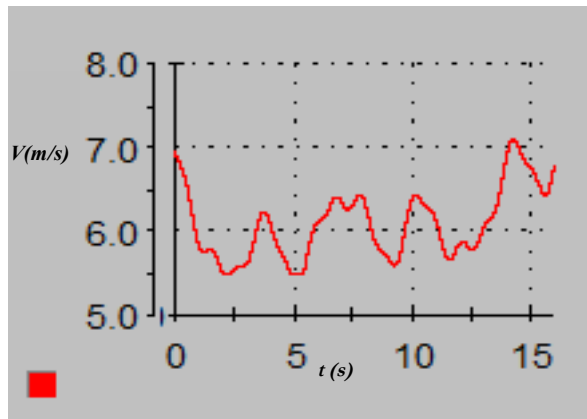
Afin de tester la robustesse de notre commande développée, on a utilisé le même contrôleur RNA pour des turbines éoliennes jusqu'à 150 W. Les résultats obtenus sont donnés dans ce qui suit.

II.9.2. Validation expérimentale et résultats de simulation d'une éolienne de petite puissance

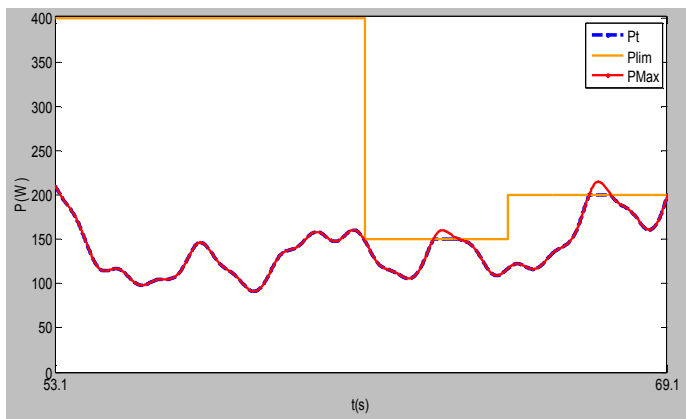
Dans ce cas, la commande de limitation de vitesse n'est pas appliquée, car elle a été validée dans la partie précédente, en plus, elle est souvent appliquée dans les éolienne de grande puissance. Notons que ces commandes ont été validées dans la publication [19], et on ne présente dans cette partie que les résultats du coté turbine. Les autres cotés seront présentés par la suite après leurs modélisations. La figure (II.30) représente la validation expérimentale des commandes d'une turbine éolienne de petite puissance, avec une comparaison aux résultats de la simulation.



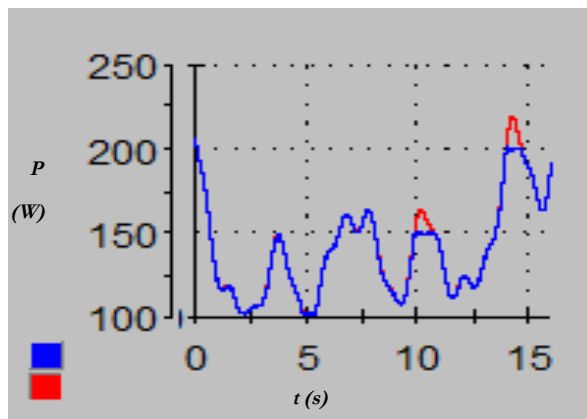
(a.1) Vitesse du vent (simulée)



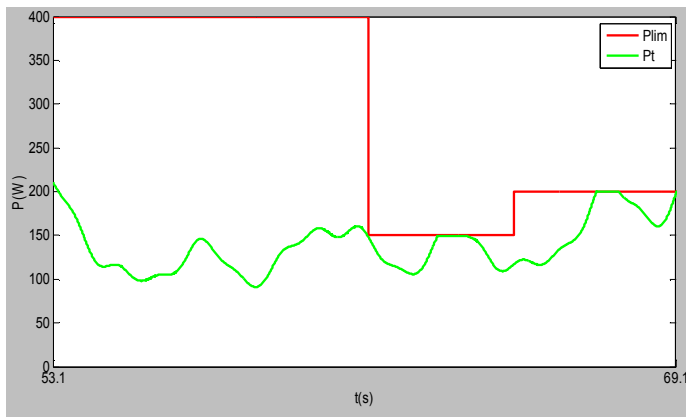
(a.2) Vitesse du vent en (m/s), (réelle)



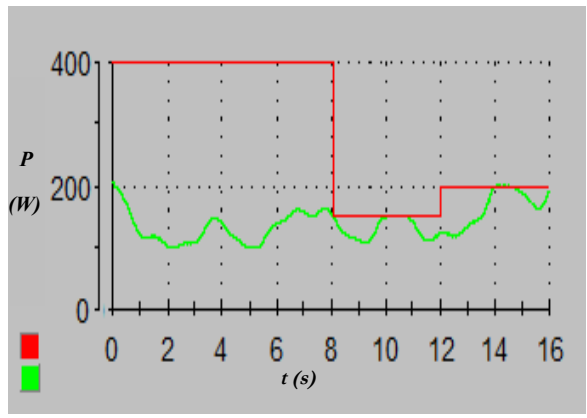
(b.1) Puissance maximale et celle limitée (simulée)



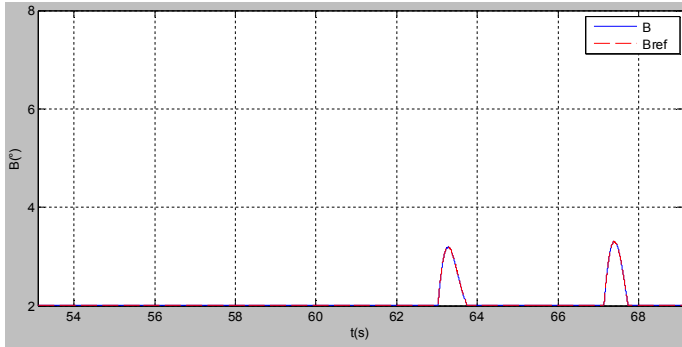
(b.2) Puissance maximale et celle limitée(W)



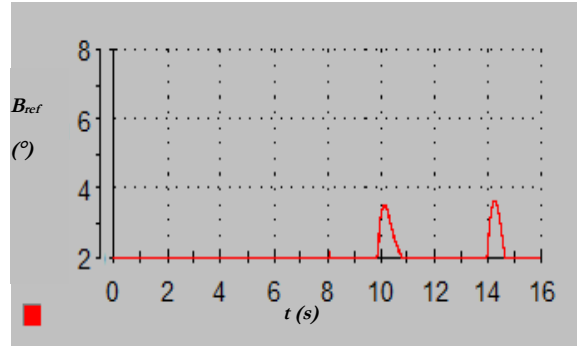
(c.1) Limitation de la puissance (simulée)



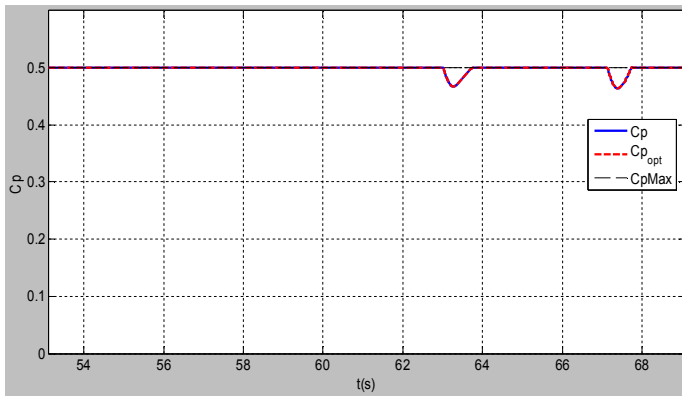
(c.2) Limitation de la puissance en (W),(réel)



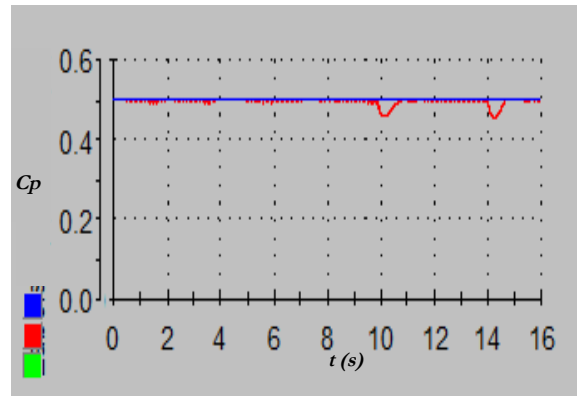
(d.1) Angle de calage des pales (simulé)



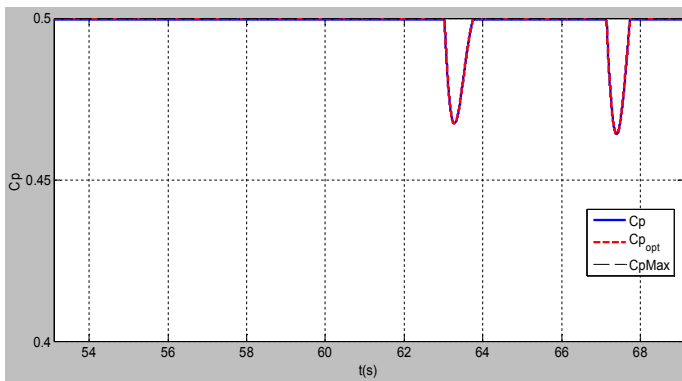
(d.2) Angle de calage des pales en(°)(réel)



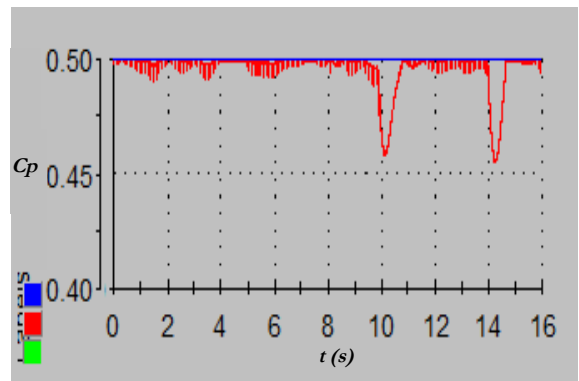
(e.1) Coefficient de puissance (simulé)



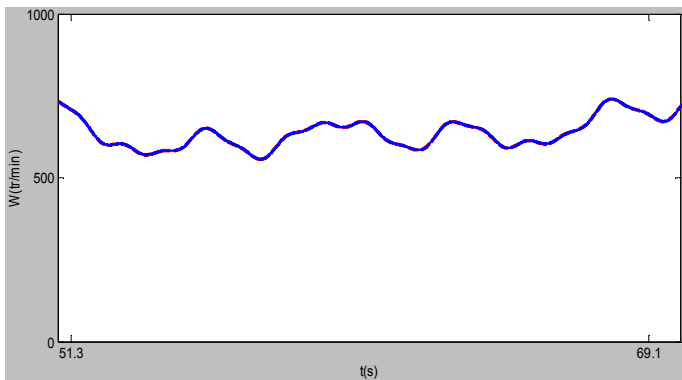
(e.2) Coefficient de puissance (réel)



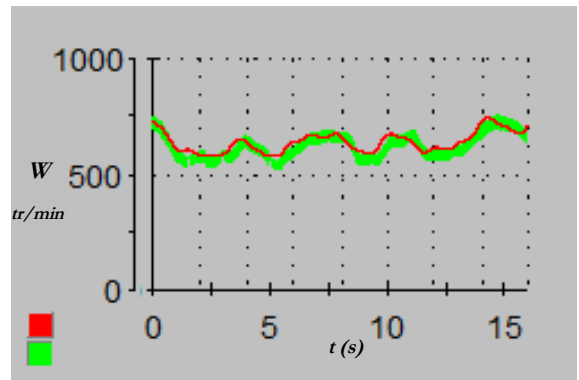
(f.1) Zoom du coefficient de puissance (simulé)



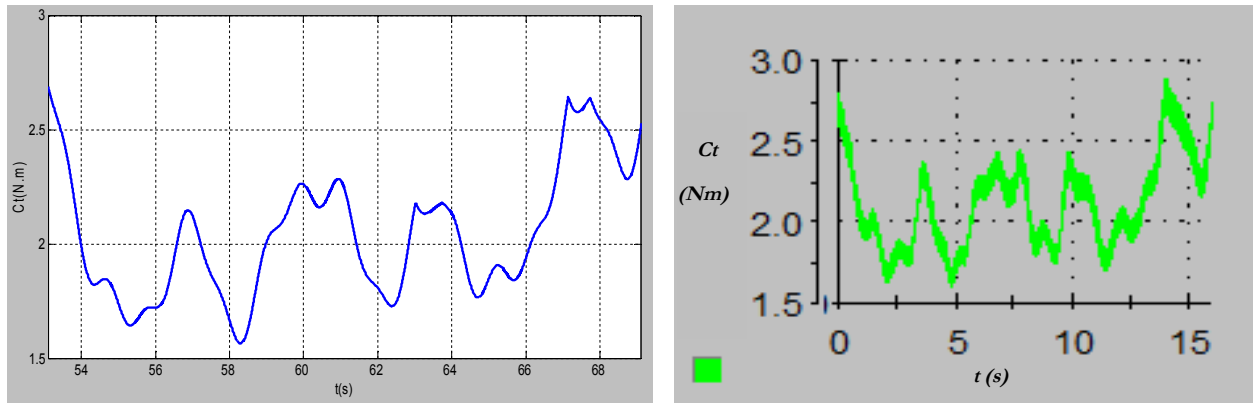
(f.1) Zoom du coefficient de puissance (réel)



(g.1) Vitesse de rotation (simulée)



(g.2) Vitesse de rotation en (tr/min), (réelle)



(h.1) Couple de la turbine (simulé)

(h.2) Couple de la turbine en (Nm), (réel)

Figure II.30. Comparaison entre les résultats expérimentaux et ceux de simulation pour une turbine une éolienne.

Sous un profil de vent variable représenté sur les figures (II.30, a.1 et a.2), on a imposé des valeurs différentes de la puissance maximale afin de prouver la validité de ces commandes pour différentes turbines éolienne. Les puissances de références imposées sont respectivement 400W, 150W et 200W respectivement aux instants (0s, 8s et 10s) dans la pratique et qui correspondent en simulation respectivement aux instants (0s, 61s et 65s).

On remarque que les résultats de simulation et ceux expérimentaux sont identiques, ce qui prouve la validité du modèle mathématique et des commandes développées :

- **de 0s à 8s :**

La puissance maximale de référence imposée (400W) est supérieure à celle disponible, alors le régulateur génère la valeur minimale de l'angle de calage des pales, et le système fonctionne en mode MPPT grâce au bon asservissement de la vitesse de rotation (figures .II.30, g.1 et g.2), ce qui est traduit par la valeur maximale du coefficient de puissance (figures. II.30, g.1 et g.2), et donc la valeur maximale de la puissance extraite (figures. II.30, b.1 et b.2).

Le coefficient de puissance optimisé (C_{popt}) est délivré au régulateur afin de contrôler les deux commandes MPPT et 'Pitch angle' à la fois. Les figures (II.30, d et e) montrent bien quel angle de calage et le coefficient de puissance réels C_p suivent très bien leurs valeurs de références générées par le régulateur RNA.

- **de 8s à 12s :**

La puissance maximale de référence imposée est maintenant de 150W, (figures. II.30, c.1 et c.2). Entre 10s et 11s, la puissance maximale disponible dépasse la puissance maximale de référence, alors le régulateur RNA délivre automatiquement la valeur correspondante de l'angle de calage afin de limiter cette puissance à celle maximale de référence et de protéger l'éolienne contre la surcharge en limitant la puissance mécanique, (figures. II.30, b.1 et b.2, d.1 et d.2). Comme conséquence, la valeur du coefficient de puissance suit bien sa référence et diminue, (figures. II.30, e.1 et e.2), tandis que la vitesse de rotation reste stable avec un bon asservissement, (figures. II.30, g.1 et g.2). Donc, la limitation de la puissance agit sur le couple, (figures. II.30, h.1 et h.2), ce qui apparaîtra plus clairement dans le test des échelons dans le dernier chapitre.

Cependant, dans le reste de l'intervalle (de 8s à 10s et de 11s à 12s), la puissance disponible est inférieure à celle maximale de référence, donc il est nécessaire d'appliquer la commande MPPT

pour bénéficier de la puissance maximale du vent, alors, le système de contrôle intelligent (RNA) génère automatiquement la valeur minimale de l'angle de calage ($\beta_{min} = 2$), qui correspond à la valeur maximale du coefficient de puissance optimale ($C_p = C_{p_opt} = C_{pMax} = 0,5$), figures (II.30, *f.1* et *f.2*), grâce au bon fonctionnement de la vitesse de rotation du GSAP à sa référence, figures (II.30, *g.1* et *g.2*).

- **de 12s à 16s :**

Dans ce cas, la puissance maximale de référence imposée est de 200W. De 12s à 14s et de 15s à 16s, on remarque bien que le régulateur s'adapte automatiquement avec les nouvelles références, il passe au fonctionnement MPPT pour les mêmes valeurs de puissance qui sont limitées à la puissance 150W. Il ne limite la puissance que dans l'intervalle 14s à 15s suivant la nouvelle consigne (200W). Donc, le couple électromagnétique et la vitesse ne dépassent pas les valeurs nominales grâce à la commande de la limitation de l'excès de puissance appliquée.

Il est noté que, malgré la grande différence de puissance entre les deux turbines éoliennes (850kW et 150W), les deux commandes (MPPT, Angle de calage des pales) sont validées grâce au régulateur (RNA) développé. Cela montre bien la grande robustesse de ce régulateur qui ne nécessite ni calcul des paramètres comme le cas du *PI*, ni changement des règles pour chaque turbine comme la logique flous. En plus, il ne nécessite pas un grand temps du calcul qui influe sur la période d'échantillonnage et par la suite sur la fréquence et les performances, ce qui rend ce régulateur plus simple et robuste. En addition, l'implantation de ce régulateur en temps réel à l'aide de la carte dSPACE1104 dans le banc d'essai, a donné de très bons résultats pour différentes puissances. La partie pratique sera détaillée dans le dernier chapitre.

Ces résultats confirment bien par simulation et par réalisation pratique la validité du modèle mathématique développé et la robustesse du contrôleur RNA.

II.10. Conclusion

Dans ce chapitre, on a élaboré les modèles mathématiques du vent et de la turbine. On a présenté les différentes zones de fonctionnement de l'éolienne et les différentes stratégies de commandes appliquées. Deux stratégies de commande ont été développées et comparées afin d'extraire le maximum de puissance du vent. La première est basée sur l'estimation de la vitesse du vent, tandis que la deuxième utilise un correcteur dans la boucle de régulation de la vitesse. Ensuite, on a simulé sous le logiciel Matlab-Simulink, le modèle de différentes stratégies de commande (MPPT). Cette simulation a été prouvée par des résultats expérimentaux en temps réel. On a trouvé que la stratégie de commande MPPT en boucle fermée de la vitesse utilisant le régulateur PI est meilleure par rapport à l'autre commande en boucle ouverte. C'est cette commande en BF qui sera utilisée dans la suite de ce travail. Puis, les commandes à vitesse fixe et de l'angle de calage sont étudiées et développées. Enfin, on a développé un nouveau contrôleur basé sur les réseaux de Neurones Artificiel (RNA) qui gère les deux commandes MPPT et 'Pitch Angle' par un coefficient de puissance optimal. Ce contrôleur a été validé par des résultats probants de simulation comparés et prouvés par des résultats expérimentaux, ce qui prouve la validité du modèle et des commandes appliquées. En addition, la robustesse des commandes a été prouvée par des tests sous différentes vitesses du vent et sous deux gammes de puissance de la turbine éolienne (850kW et 150W). La stratégie des commandes appliquées permet de bénéficier d'un rendement élevé avec beaucoup de simplicité et un coût dérisoire.

En outre, cette commande développée peut être utilisée pour différentes puissances de générateurs éoliens sans avoir besoin des calculs. De plus, elle peut être appliquée sur la même turbine éolienne pour différentes charges, dans ce cas, on impose la référence de la puissance maximale égale à la puissance nominale de la charge, et bien sûr, sans dépasser la puissance nominale du générateur.

Les résultats des simulations obtenus ont été commentés et prouvés en temps réel et par des publications. Ils sont très satisfaisants en les comparants à celles trouvés dans la littérature [19], [63].

Cette turbine sera couplée avec générateur synchrone à aimant permanents (MSAP) dans le chapitre suivant qu'est consacré à la modélisation et la commande de la chaîne éolienne connectée au réseau triphasé à l'aide des convertisseurs à deux niveaux.

Chapitre III

MODELISATION ET COMMANDE DE LA CHAÎNE EOLIENNE A BASE DES MACHINES SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS

III.1. Introduction	62
III.2. Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents	62
III.2.1. Hypothèses simplificatrices	62
III.2.2. Description	62
III.2.3. Equations électriques	63
III.2.4. Equations magnétiques	64
III.2.5. Transformation de Park	65
III.2.6. Equation des flux au système biphasé (d, q)	66
III.2.7. Équation des tensions dans le système biphasé (d, q)	67
III.2.8. Expression de la puissance	68
III.2.9. Expression du couple	68
III.2.10. Equations mécaniques	69
III.3. Simulation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP)	69
III.3.1. Fonctionnement à vide	69
III.3.2. Fonctionnement en charge	71
III.4. Commande du générateur synchrone à aimants permanents	74
III.4.1. Stratégie de commande du générateur synchrone à aimants permanents	74
III.4.2. Commande vectorielle du générateur synchrone à aimants permanents	75
III.4.3. Modélisation de la liaison au réseau	82
III.5. Stratégie de commande des puissances injectées au réseau	83
III.5.1. Choix des éléments caractéristiques du convertisseur côté réseau	85
III.5.2. Modélisation du filtre	85
III.5.3. Modélisation du transformateur	87
III.5.4. Commande de la chaîne éolienne	87
III.6. Résultats de simulation des performances de la chaîne éolienne	88
III.6.1. Comportement de la chaîne éolienne	88
III.6.2. Commande du facteur de puissance et la puissance réactive	93
III.6.3. Performance de l'éolien vis-à-vis la variation de V_{dc}	96
III.6.4. Performance de l'éolien vis-à-vis de variations de la résistance statorique	97
III.7. Commande du coté réseau sans boucle de verrouillage de phase (PLL)	99
III.7.1. Validation expérimentale et résultats de simulation	100
III.8. Conclusion	103

« Le savant n'est pas l'homme qui fournit de vraies réponses ; c'est celui qui pose les vraies questions » .

[Claude Lévi-Strauss]

CHAPITRE.III

MODELISATION ET COMMANDE DE LA CHAÎNE EOLIENNE A BASE DES MACHINES SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS

III.1. Introduction

Les machines synchrones à aimants permanents sont des machines à courant alternatif où le champ d'excitation rotorique est créé par les aimants permanents. Les MSAP sont utilisées dans plusieurs applications et souvent dans les projets de centrale éolienne pour produire de l'électricité, car elles offrent de grands avantages de fonctionnement et présente l'avantage d'éliminer les balais et les pertes rotoriques, ce qui améliore son rendement et son temps de réponse, ce dernier permet à la chaîne éolienne de s'adapter rapidement avec les variations de vitesse de vent. En outre, elles permettent de fonctionner sur une large plage de vitesses de vent.

Dans ce chapitre, on traite la commande de l'ensemble de la chaîne de conversion éolienne connectée au réseau à base de la MSAP. On va présenter une structure globale de cette chaîne avec une modélisation des différents étages de commandes, et une simulation comportementale du système complet sur le plan électrique et énergétique. Ensuite, on va valider le modèle analytique de la chaîne, puis effectuer des tests de variation des paramètres pour voir leurs effets sur la sensibilité de la commande d'une part, et sur les performances de la chaîne et la puissance injectée au réseau d'autre part. Après, on élabore des commandes pour améliorer la robustesse de la chaîne éolienne et de transmettre le maximum d'énergie du vent au réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire. Cette étude est accompagnée par une comparaison entre la simulation et la validation expérimentale en utilisant les mêmes paramètres.

III.2. Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents

III.2.1. Hypothèses simplificatrices

Le modèle mathématique de la machine synchrone à aimants permanents obéit à certaines hypothèses simplificatrices principales [74]:

- Hystérésis, courants de Foucault, effet de peau et effet d'encoche négligeables ;
- Absence de saturation dans le circuit magnétique ;
- Aimants permanents supposés rigides et de perméabilité voisine de celle de l'air ;
- Résistance des enroulements ne varie pas avec la température ;
- Distribution sinusoïdale de le FMM créée par les enroulements du stator.

III.2.2. Description

La machine synchrone à aimants permanents comporte trois enroulements statoriques triphasés (a, b, c) décalées entre eux par un angle de $(2\pi/3)$. Dans le rotor, l'excitation est créée par des

aimants permanents au rotor. Elle est modélisée par un enroulement alimenté par une source à courant continu ' i_f ' qui produit un champ magnétique constant [74], (figure III.1).

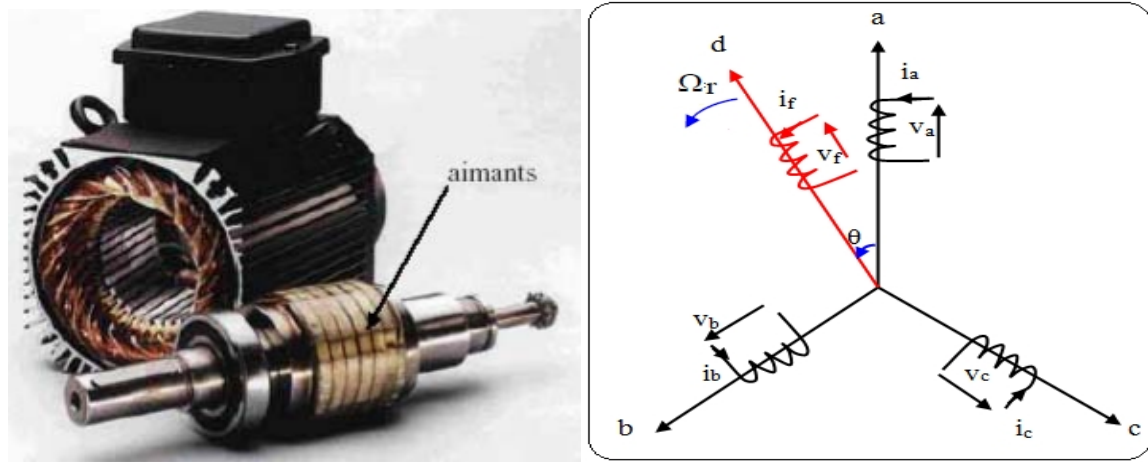


Figure III.1. Représentation de la machine synchrone à aimants permanents [74].

La position du rotor est repérée par l'angle électrique

$$\theta = \theta_0 + \omega t \quad (\text{III.1})$$

$$\omega = p \cdot \Omega_r \quad (\text{III.2})$$

avec :

θ_0 : Angle électrique initial ;

ω : Pulsation des grandeurs électriques ;

p, Ω_r : Respectivement, nombre de paires de pôles et la vitesse rotorique.

III.2.3. Equations électriques

Les équations électriques statoriques d'une machine synchrone à aimants permanents dans un repère fixe lié au stator sont décrites par :

$$\begin{aligned} v_a &= R_s i_a + \frac{d\phi_a}{dt} \\ v_b &= R_s i_b + \frac{d\phi_b}{dt} \\ v_c &= R_s i_c + \frac{d\phi_c}{dt} \end{aligned} \quad (\text{III.3})$$

avec

R_s : Résistance d'une phase statorique

$v_{a,b,c}, i_{a,b,c}, \phi_{a,b,c}$: respectivement, tensions, courants et flux statoriques.

La forme matricielle des équations précédentes est donnée par:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

$[v_a v_b v_c]^t$, $[i_a i_b i_c]^t$: Respectivement vecteurs tension, et courant de phases statoriques.

$[\varphi_a \varphi_b \varphi_c]^t$: Vecteur des flux totaux traversant les bobines statoriques.

Les enroulements statoriques de la machine synchrone considérée sont connectés en étoile à neutre isolé, d'où la somme des courants statoriques est nulle, puisque le système est équilibré.

III.2.4. Equations magnétiques

En vertu de l'hypothèse d'une répartition spatiale sinusoïdale de l'induction, les flux induits par les aimants permanents dans les trois phases statoriques 'a, b, c' sont respectivement donnés par :

$$\begin{cases} \varphi_{af} = M_{af} \cdot i_f = \varphi_{max} \cdot \cos(\theta) \\ \varphi_{bf} = M_{bf} \cdot i_f = \varphi_{max} \cdot \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \varphi_{cf} = M_{cf} \cdot i_f = \varphi_{max} \cdot \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{III.5})$$

Dans chaque enroulement statorique, le flux produit est la somme de quatre termes. Par exemple, pour la phase 'a', le flux ' φ_a ' est la somme des termes suivants :

$$\varphi_a = \varphi_{aa} + \varphi_{ab} + \varphi_{ac} + \varphi_{af} \quad (\text{III.6})$$

où, $\varphi_{aa} = L_a \cdot i_a$: flux propre de la phase 'a' ;

$\varphi_{ab} = M_{ab} \cdot i_b$ et $\varphi_{ac} = M_{ac} \cdot i_c$: respectivement, flux mutuel de la phase ('b' sur 'a'), et ('c' sur 'a')

M_{ab} , M_{ac} : respectivement inductance mutuelle entre les phases 'a' et 'b', et 'a' et 'c' ;

$\varphi_{af} = M_{af} \cdot i_f$: flux mutuel de l'aimant sur la phase 'a' ;

M_{af} : Inductance mutuelle entre la phase 'a' et l'enroulement d'inducteur.

Les expressions du flux dans les trois phases sont données par :

$$\begin{cases} \varphi_a = L_a \cdot i_a + M_{ab} \cdot i_b + M_{ac} \cdot i_c + M_{af} \cdot i_f \\ \varphi_b = L_b \cdot i_b + M_{ba} \cdot i_a + M_{bc} \cdot i_c + M_{bf} \cdot i_f \\ \varphi_c = L_c \cdot i_c + M_{ca} \cdot i_a + M_{cb} \cdot i_b + M_{cf} \cdot i_f \end{cases} \quad (\text{III.7})$$

Pour un réseau symétrique on a : $L_a = L_b = L_c = L$, donc, on a :

$$[\varphi_s] = [L_{ss}] [I_s] + [\varphi_f] \quad (\text{III.8})$$

qui peut se mettre sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \varphi_{\max} \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (III.9)$$

où M : Mutuelle inductance entre les phases du stator ;

φ_{\max} : Flux constant dû aux aimants permanents ;

L : Inductance propre d'une phase statorique ;

et $[L_{ss}]$: est constante dans la MSAP à pôles lisses (ne dépend pas de θ).

III.2.5. Transformation de Park

La transformation de Park est une opération mathématique qui fait un changement de repère pour réduire la complexité du système. Elle permet le passage d'un système triphasé (**abc**) en un système à trois axes orthogonaux (**q d o**), figure (III.2), tournant à une vitesse Ω_r , à l'aide d'une matrice de passage dite de Park qui est donnée par [75]:

$$[K(\theta)] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (III.10)$$

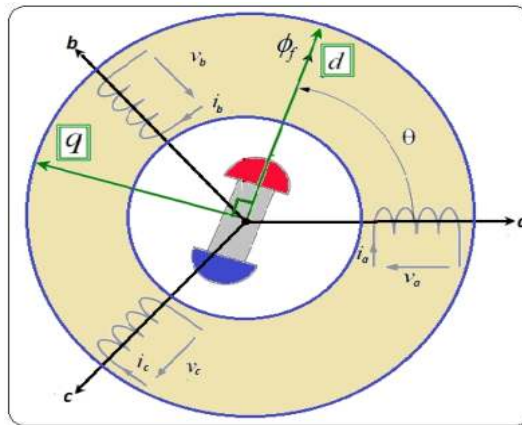


Figure III.2. Passage du repère (abc) du stator au repère (d,q) de Park.

L'équation qui traduit ce passage est donnée par :

$$[X_{d,q,o}] = [K(\theta)][X_{a,b,c}] \quad (III.11)$$

Où X représente le courant, la tension ou le flux.

III.2.5.1. Transformation de Park modifiée

La matrice de Park modifiée repose sur l'invariance de la puissance instantanée dans les deux systèmes de représentation triphasée et biphasée, ce qui conduit à leur équivalence physique, (Équation (III.12)).

$$P(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_0 i_0. \quad (III.12)$$

Les deux matrices de passage directe et inverse de Park modifiées sont données par :

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \quad (III.13)$$

$$[P(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos(\theta + 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \quad (III.14)$$

III.2.6. Equation des flux au système biphasé (d, q)

À partir des expressions des flux ($\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$) citées précédemment (III.7), on aura:

$$[K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} \varphi_{ds} \\ \varphi_{qs} \\ \varphi_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{bmatrix} \cdot [K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \varphi_f \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (III.15)$$

$[K(\theta)]^{-1}$ est la matrice inverse de Park donnée par :

$$[K(\theta)]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (III.16)$$

En multipliant (III.15) par $[K(\theta)]$ et après développement, on obtient :

$$\Rightarrow \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Ld & 0 & 0 \\ 0 & Lq & 0 \\ 0 & 0 & L0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \varphi_f \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (III.17)$$

où $L_d=L_q=L-M$; $L_0=L+2M$ et $\varphi_0 i_0=0$

où $L_d=L_q=L-M$; $L_0=L+2M$ et $\varphi_0 i_0=0$.

Les équations du flux d'axe directe (d) et en quadratique (q) s'écrivent comme suit:

$$\Rightarrow \begin{cases} \varphi_d = L_d * i_{ds} + \varphi_f \\ \varphi_q = L_q * i_{qs} \end{cases} \quad (\text{III.18})$$

φ_d et φ_q respectivement sont fonctions linéaires des courants i_d et i_q . φ_f est le flux dû aux aimants.

III.2.7. Équation des tensions dans le système biphasé (d, q)

Le système d'équation (III.3) dans le repère (d, q), s'écrit par :

$$[K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} [K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} [K(\theta)]^{-1} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix}. \quad (\text{III.19})$$

Après développement mathématique, on obtient :

$$\begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_0 \end{bmatrix} + \frac{d\theta}{dt} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{bmatrix} \quad (\text{III.20})$$

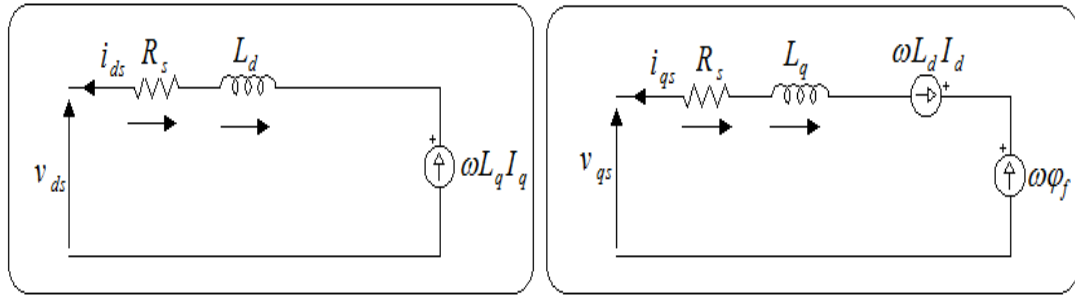
$$\Rightarrow \begin{cases} v_{ds} = R_s * i_{ds} + \frac{d\varphi_d}{dt} - \frac{d\theta}{dt} * \varphi_q \\ v_{qs} = R_s * i_{qs} + \frac{d\varphi_q}{dt} + \frac{d\theta}{dt} * \varphi_d \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

$$\Rightarrow \begin{cases} v_{ds} = R_s * i_{ds} + L_d \frac{di_{ds}}{dt} - \omega * L_q i_{qs} \\ v_{qs} = R_s * i_{qs} + L_q \frac{di_{qs}}{dt} + \omega(L_d i_{ds} + \varphi_f) \end{cases} \quad (\text{III.22})$$

En utilisant la convention du générateur, le sens des courants i_d et i_q s'inverse, alors le modèle obtenu du générateur synchrone à aimants permanents peut s'écrire sous la forme [19, 74]:

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s * i_{ds} - L_d \frac{di_{ds}}{dt} + \omega * L_q i_{qs} \\ v_{qs} = -R_s * i_{qs} - L_q \frac{di_{qs}}{dt} - \omega(L_d i_{ds} - \varphi_f) \end{cases} \quad (\text{III.23})$$

À partir de l'équation (III.23), on peut déduire le schéma équivalent du GSAP selon les deux axes d et q, figure (III.3), [19, 76, 77]:



(a) Selon l'axe d (b) Selon l'axe q

Figure III.3. Schémas équivalents du GSAP selon les deux axes d et q .

III.2.8. Expression de la puissance

La puissance électrique de la machine dans le repère (abc) est exprimée par :

$$P(t) = v_a * i_a + v_b * i_b + v_c * i_c \quad (\text{III.24})$$

En remplaçant les courants et les tensions dans cette expression par leurs similaires dans le système (d,q) sachant que :

$$[X_{a,b,c}] = [K(\theta)]^{-1} [X_{d,q,o}] \quad (\text{III.25})$$

Après simplification on obtient l'expression de la puissance suivante :

$$P(t) = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + 2v_0 i_0). \quad (\text{III.26})$$

Pour un système équilibré, on a : $I_0 = 0, V_0 = 0$. Donc, l'expression de la puissance devient :

$$P(t) = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}). \quad (\text{III.27})$$

En remplaçant v_d, v_q par leurs expressions, on aura :

$$P(t) = \frac{3}{2} \left[\omega (\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds}) - R_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) - \left(i_{ds} \frac{d\varphi_d}{dt} + i_{qs} \frac{d\varphi_q}{dt} \right) \right]. \quad (\text{III.28})$$

Telle que [74]:

$$P_{em} = \frac{3}{2} \left[\omega (\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds}) \right] : \text{Puissance électromagnétique.}$$

$$P_j = \frac{3}{2} R_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) : \text{Puissance dissipée en pertes Joule dans le bobinage du stator.}$$

$$P_v = \frac{3}{2} \left(i_{ds} \frac{d\varphi_d}{dt} + i_{qs} \frac{d\varphi_q}{dt} \right) : \text{Puissance magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator.}$$

III.2.9. Expression du couple

La connaissance du couple électromagnétique C_{em} de la machine est très importante pour l'étude

de la machine et sa commande. Le C_{em} est exprimé par la dérivée partielle du stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor [74, 75]:

$$C_{em} = \frac{\partial W_e}{\partial \theta_{geo}} = p \frac{\partial W_e}{\partial \theta_e} \quad (III.29)$$

Où , W_e : Energie emmagasinée dans le circuit magnétique ;

θ_e, θ_{geo} : respectivement Angle électrique, et écart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator) ;

p : Nombre de paires de pôles.

Sachant que :

$$P_{em} = C_{em} \Omega \quad (III.30)$$

$$P_{em} = \frac{3}{2} \left[\omega (\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds}) \right] \quad (III.31)$$

donc :

$$C_{em} = \frac{3}{2} p \left[(\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds}) \right] \quad (III.32)$$

Après affectation des opérations nécessaires, on obtient :

$$C_{em} = \frac{3}{2} p \left[(L_q - L_d) i_{ds} i_{qs} + i_{qs} \varphi_f \right] \quad (III.33)$$

III.2.10. Equations mécaniques

La dynamique du générateur est donnée par l'équation mécanique suivante :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_{mot} - C_{em} - C_f \quad (III.34)$$

où:

$$C_f = F_c \cdot \Omega \quad (III.35)$$

C_f, C_{mot} : respectivement sont couple de frottement et couple moteur appliqué sur le générateur.

F_c : Coefficient de frottement visqueux.

J : Moment d'inertie total.

III.3. Simulation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

Dans le but de bien comprendre le fonctionnement de la machine synchrone à aimants permanent et les problèmes posés en mode générateur sans commande, on a simulé le modèle développé à vide et en charge, en utilisant les mêmes paramètres de [76] pour confirmer la validité du modèle.

III.3.1. Fonctionnement à vide

Dans ce fonctionnement, on veut montrer la proportionnalité entre la vitesse de rotation du générateur et l'amplitude et la fréquence de la tension fournie.

À vide les courants statoriques sont nuls, alors :

$$I_{ds} = 0 = I_{qs} \tag{III.36}$$

Les expressions des tensions et du couple deviennent:

$$V_{ds} = 0 = C_{em} \tag{III.37}$$

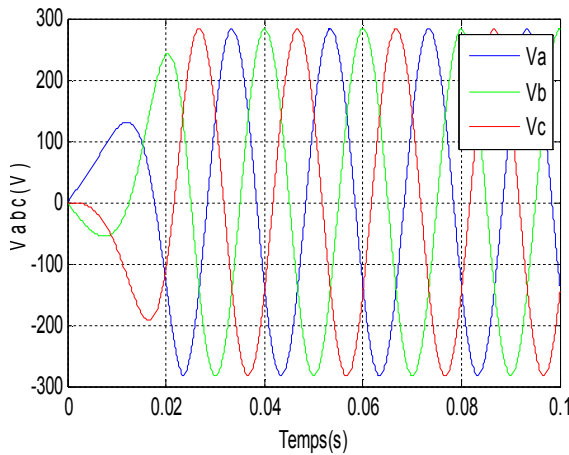
On fait lancer le générateur par un couple moteur égale à 6.28 N.m pour une durée de (24 ms), puis, on le laisse tourner librement. Le frottement dans ce cas est considéré nul. Les résultats de simulation sont montrés ci-dessous.

III.3.1.1. Résultats de simulation

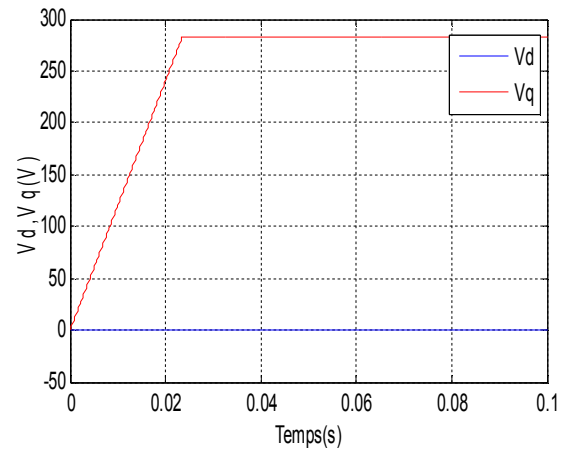
Dans toutes les simulations on a utilisé le logiciel (Matlab). Les paramètres sont:

$R_s = 0.895\Omega$; $L_d = 0.012H$; $L_q = 0.0211H$; $J = 0.00141 \text{ Kg.m}^2$; $p=3$; $\varphi_f = 0.9\text{Wb}$; ($f= 0 \text{ Nm/rd/s}$).

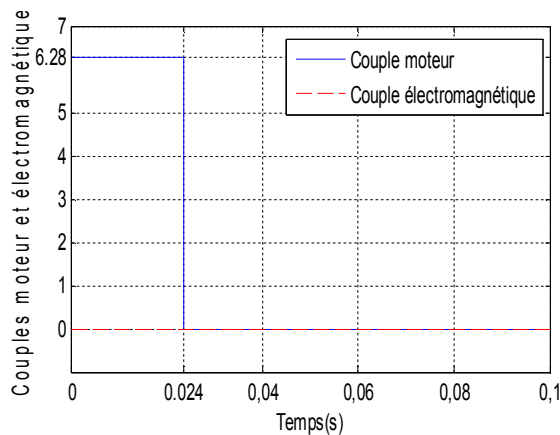
La figure (III.4) représente les différentes grandeurs du GSAP à vide.



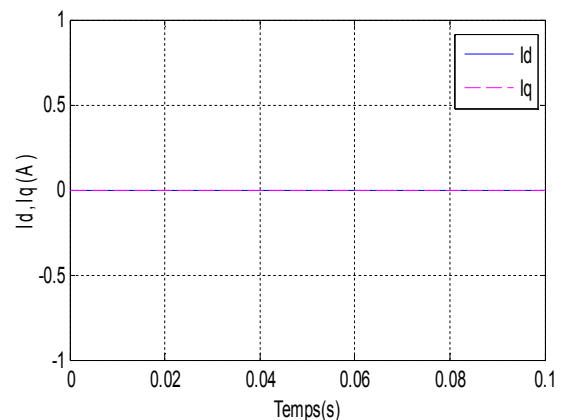
(a) Tensions statoriques



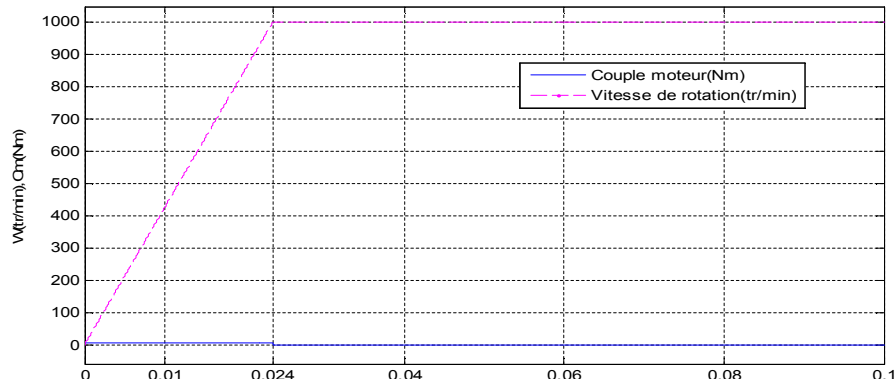
(b) Composantes Vd et Vq



(c) Couples moteur et électromagnétique



(d) Composantes Id et Iq



(e) vitesse de rotation et couple moteur

Figure III.4. Générateur synchrone à aimants permanents à vide.

III.3.1.2. Interprétation des résultats

On peut observer que l'amplitude des tensions des phases augmente proportionnellement avec l'augmentation de la vitesse de rotation, puis les tensions deviennent parfaitement sinusoïdales en régime permanent à 0.024 sec, figure (III.4.a), avec une valeur crête de 280V et une fréquence de 50Hz, alors que les tensions V_d , V_q prennent respectivement les valeurs 0V et 280V qui correspond à la valeur crête (figure III.4.b).

Le couple d'entraînement appliqué sur le GSAP est égal à 6.28Nm, puis il s'annule à 0.024 sec, tandis que le couple électromagnétique reste toujours nul puisque les courants sont nuls au fonctionnement à vide, figures (III.4.c) et (III.4.d).

La vitesse de rotation de la machine augmente jusqu'elle se stabilise à la valeur de celle de synchronisme (1000 tr/min) à partir de 0.024 sec, car les couples moteur (d'entraînement) et celui électromagnétique et le frottement sont nuls à partir de cet instant (équation III.34), figure(III.4.e).

On constate que l'amplitude des tensions statoriques et la fréquence sont proportionnelles à la vitesse de rotation du générateur.

III.3.2. Fonctionnement en charge

On veut connaître l'influence de la charge sur le système. Dans ce cas le GSAP alimente une charge (R_{ch} , L_{ch}). Pour voir les tensions et les courants résultants de l'application de cette charge sur le GSAP, on applique d'une part, les équations données par (III.23) :

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s * i_{ds} - L_d \frac{dI_d}{dt} + \omega L_q I_q \\ v_{qs} = -R_s * i_{qs} - L_q \frac{dI_q}{dt} - \omega L_d I_d + \omega \varphi_f \end{cases} \quad (III.38)$$

D'autre part, les tensions v_d et v_q sur la charge sont données par:

$$\begin{cases} v_{ds} = R_{ch} * i_{ds} + L_{ch} \frac{dI_d}{dt} - \omega L_{ch} I_q \\ v_{qs} = R_{ch} * i_{qs} + L_{ch} \frac{dI_q}{dt} + \omega L_{ch} I_d \end{cases} \quad (III.39)$$

En remplaçant les expressions de v_d et v_q dans (III.38), on aura le système suivant :

$$\begin{cases} 0 = -(R_s + R_{ch})i_{ds} - (L_d + L_{ch})\frac{di_d}{dt} + \omega(L_q + L_{ch})I_q \\ 0 = -(R_s + R_{ch})i_{qs} - (L_q + L_{ch})\frac{di_q}{dt} - \omega(L_d + L_{ch})I_d + \omega\varphi_f \end{cases} \quad (III.40)$$

En introduisant la transformée de *LAPLACE* dans les équations ci-dessus, on obtient :

$$\begin{cases} SI_d = \frac{1}{L_d + L_{ch}} \left[-(R_s + R_{ch})I_{ds} + \omega(L_q + L_{ch})I_q \right] \\ SI_q = \frac{1}{L_q + L_{ch}} \left[-(R_s + R_{ch})I_{qs} - \omega(L_d + L_{ch})I_d \right] + \frac{\omega\varphi_f}{L_q + L_{ch}} \end{cases} \quad (III.41)$$

III.3.2.1. Equations d'état

On cherche à obtenir un système d'équations sous la forme générale d'équations d'état. Considérons les courants i_{ds}, i_{qs} comme variables d'état et le flux d'excitation φ_f comme une grandeur de commande.

La forme générale d'équation d'état est donnée par

$$[\dot{X}] = [A][X] + [B][U] \quad (III.42)$$

$$[Y] = [C][X] + [D][U] \quad (III.43)$$

avec :

$$\begin{cases} [X] = [i_{ds} \quad i_{qs}]^t \\ [U] = [0 \quad \varphi_f]^t \end{cases} \quad (III.44)$$

$$[Y] = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} [X] + [0][U] \quad (III.45)$$

Les équations (III.41), peuvent s'écrire sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} I'_{sd} \\ I'_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & \omega \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\omega \frac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\omega}{L_q + L_{ch}} \varphi_f \end{bmatrix} \quad (III.46)$$

On peut écrire les matrices [A] et [B] sous la forme :

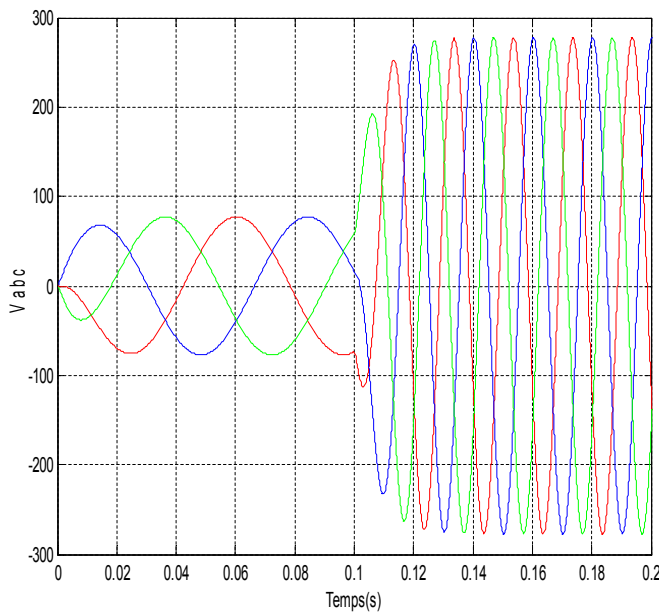
$$[A] = \begin{bmatrix} -\frac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & 0 \\ 0 & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} + \omega \begin{bmatrix} 0 & \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\frac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & 0 \end{bmatrix} \quad (III.47)$$

$$[B][U] = \omega \frac{1}{L_q + L_{ch}} \begin{bmatrix} 0 \\ \varphi_f \end{bmatrix} \quad (III.48)$$

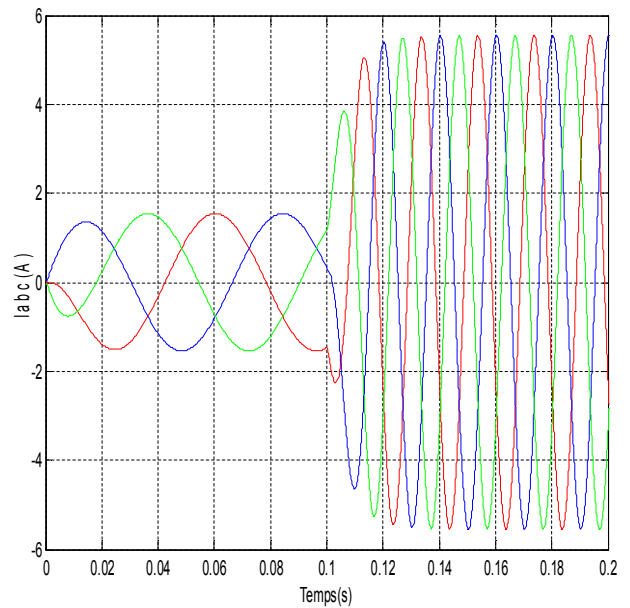
À partir des équations précédentes, on peut simuler et valider le modèle du générateur synchrone à aimants permanents en charge en utilisant les mêmes paramètres de [76].

III.3.2.2. Résultats de simulation

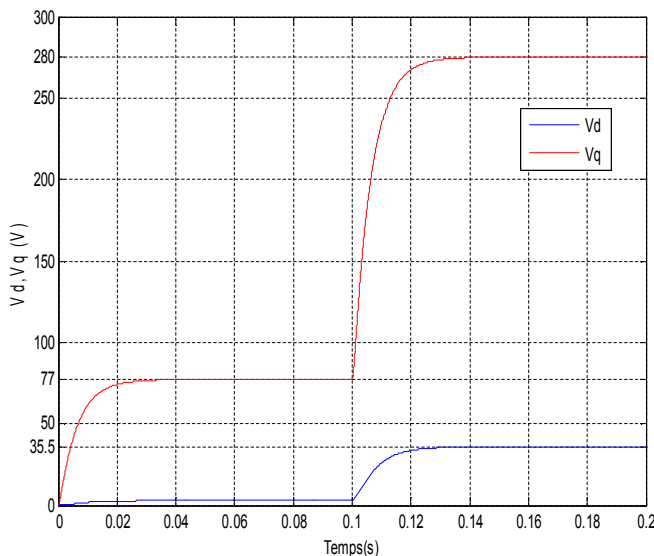
Pour déduire l'effet de la charge électrique sur le comportement du générateur en fonction de la puissance mécanique fournie, on a appliqué le même couple moteur précédent (6.28Nm) sur le même générateur, puis on a appliqué un couple de 22.5 N.m à partir de l'instant 0.1sec. Le coefficient de frottement dans ce cas est $f=0.001\text{Nm/rd/s}$, (figure III.5).



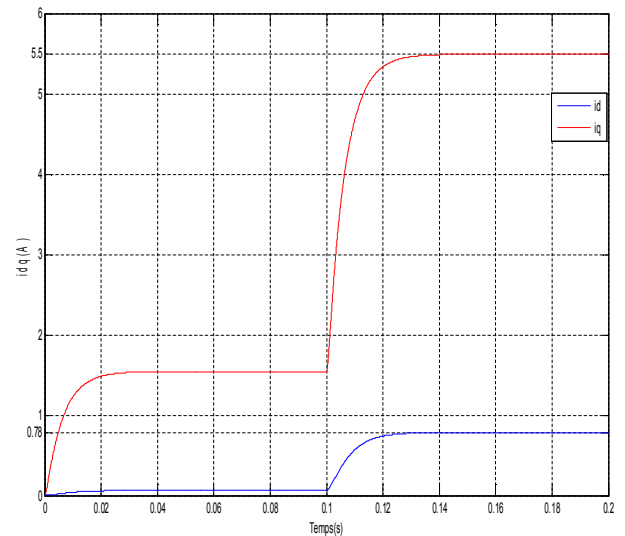
(a) Tensions statoriques V_{abc}



(b) Courants statoriques I_{abc}



(c) Composantes $V_d V_q$



(d) Composantes $I_d I_q$

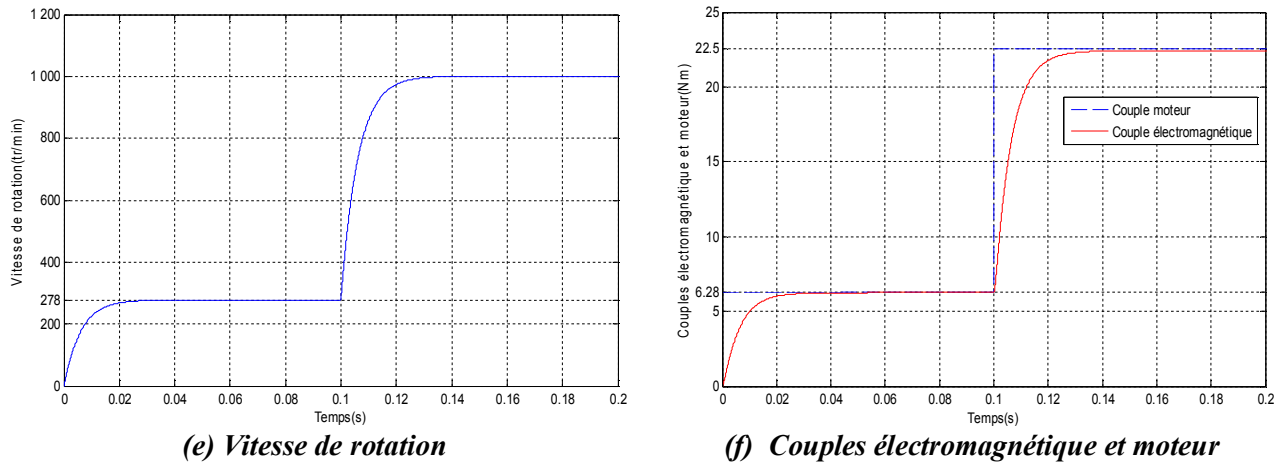


Figure III.5. GSAP en charge ($R_{ch}=50\Omega$; $L_{ch}=0.002H$).

III.3.2.3. Interprétation des résultats

Dans ce cas, pour le même couple d'entraînement, de $t = 0$ à 0.1 sec, on remarque que la vitesse du générateur est faible (278 tr/min) et loin de celle de synchronisme (1000 tr/min), figure (III.5-e), ce qui se traduit par des faibles amplitudes et faibles fréquences des tensions et des courants (13.9 Hz), représentés respectivement sur les figures (III.5.a) et (III.5.b). On observe qu'il y a une chute de tension considérable lorsqu'on a chargé le GSAP à cause de la diminution de la vitesse, ceci est expliqué par le fait que le couple d'entraînement appliqué est insuffisant. En augmentant le couple moteur de 6.28 à 22.5 Nm, la vitesse mécanique varie de 278 tr/mn jusqu'à ce qu'elle se stabilise à la valeur de synchronisme à partir de 0.1 sec avec un court temps de réponse, donc la fréquence devient 50 Hz. La tension augmente à 280 V, donc les mêmes valeurs de l'essai à vide (vitesse, fréquence et tension). Le courant augmente de 1.54 A à 5.5 A, ce qui implique l'augmentation du couple résistant (électromagnétique), (équation III.32) et figure(III.5.f). Les résultats obtenus sont satisfaisants [74].

Donc, on constate que la puissance électrique fournie à la charge et sa fréquence sont directement liées à la puissance mécanique fournie. Pour éviter cette dépendance qui ne répond pas au besoin de la charge, le générateur doit être commandé. La commande du GSAP est détaillée dans la partie suivante.

III.4. Commande du générateur synchrone à aimants permanents

III.4.1. Stratégie de commande du générateur synchrone à aimants permanents

Les techniques d'optimisation de puissance (détaillées dans le 2^{ème} chapitre) permettent de piloter le générateur synchrone en imposant un couple de référence correspondant à la vitesse optimale. La commande vectorielle du GSAP permet d'appliquer les tensions de réglage nécessaires à ces bornes pour avoir le couple demandé à travers le convertisseur [28]. La commande du convertisseur détermine les signaux nécessaires du redresseur MLI₁.

Les trois fonctions de la commande du GSAP sont illustrées sur la figure (III.6):

- 1- Algorithme d'extraction du maximum de puissance et commande d'orientation des pales.
- 2- Commande vectorielle du GSAP.
- 3- Contrôle du redresseur MLI₁.

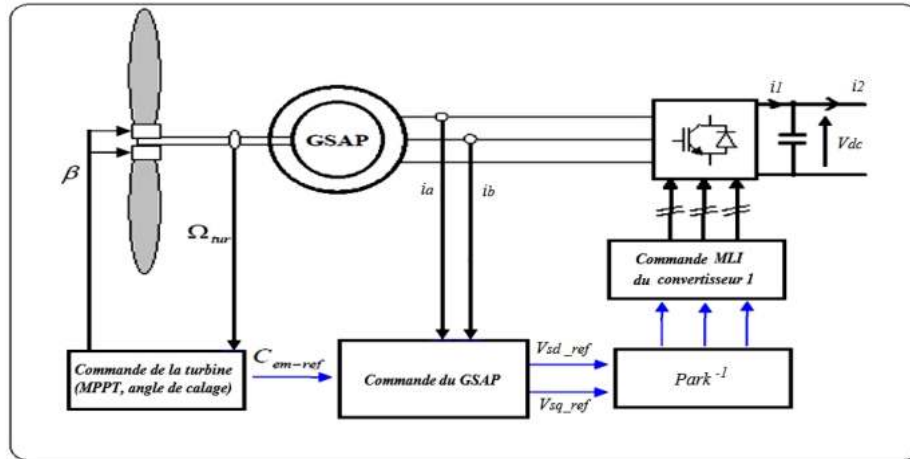


Figure III.6. Commande du générateur synchrone à aimants permanents.

Dans ce qui suit, nous présentons d'abord, le principe de la commande vectorielle. Après cela, nous décrivons la commande en couple en contrôlant le courant et nous étudions l'asservissement de vitesse en employant un correcteur de vitesse. Ces études sont menées par un développement théorique et une validation par simulation numérique puis en temps réel avec la chaîne éolienne qui sera détaillée dans le cinquième chapitre [78].

III.4.2. Commande vectorielle du générateur synchrone à aimants permanents

III.4.2.1. Principe de la commande vectorielle du GSAP

Parmi les méthodes de commande appliquées aux machines alternatives pour éliminer le couplage entre les grandeurs, on trouve la commande vectorielle. Elle s'appelle aussi commande par orientation du flux (Field Oriented Control 'FOC'). Elle est basée sur l'élimination du couplage entre l'inducteur et l'induit, en dissociant le courant statorique en deux composantes de Park en quadrature (i_{sd} et i_{sq}), dans un référentiel lié au champs tournant de façon que l'une des composantes i_{sq} , commande le couple et l'autre i_{sd} , commande le flux, donc à maîtriser les grandeurs i_{sd} et i_{sq} en agissant directement sur les tensions V_{sd} et V_{sq} , ce qui permet d'obtenir un fonctionnement comparable à celui d'une machine à courant continu, à excitation séparée [48, 53].

Comme nous l'avons vu à partir l'équation (III.22), le modèle de la MSAP dans le repère de Park est donné par les équations différentielles suivantes [19, 76, 79]:

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + L_d \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \omega \cdot \varphi_{qs} \\ v_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + L_q \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \omega \cdot \varphi_{ds} \end{cases} \quad (III.49)$$

avec :

$$\begin{cases} \varphi_d = L_d * i_{ds} + \varphi_f \\ \varphi_q = L_q * i_{qs} \end{cases} \quad (III.50)$$

L'expression du couple électromagnétique est donnée par:

$$C_{em} = \frac{3}{2} p [(\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds})] \quad (III.51)$$

Pour une machine synchrone à pôles lisses on a :

$$L_{ds} = L_{qs} = L_s \quad (\text{III.52})$$

En passant à la forme complexe on a :

$$\bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + L_s \frac{d\bar{i}_s}{dt} + j(\omega \bar{\varphi}) \quad (\text{III.53})$$

À vide, les courants sont nuls :

$$\bar{i}_s = \bar{i}_{ds} = \bar{i}_{qs} = 0 \quad (\text{III.54})$$

donc :

$$\bar{v}_s = j(\omega \bar{\varphi}) \quad (\text{III.55})$$

et

$$\varphi = \varphi_d = \varphi_f \quad (\text{III.56})$$

$$\bar{v} = \bar{E}_0 = \bar{v}_{qs} \quad (\text{III.57})$$

Alors, la force électromotrice du générateur est donnée par :

$$E_0 = \omega \varphi_f = p \cdot \Omega \varphi_f \quad (\text{III.58})$$

Afin de contrôler bien le couple et d'éviter la démagnétisation des aimants permanents due à la réaction d'armature selon l'axe d, on impose une référence nulle du courant I_{ds} [28, 53, 79], donc l'expression du couple électromagnétique devient :

$$C_{em} = \frac{2}{3} \cdot p \cdot \varphi_f \cdot i_{qs} = K_T \cdot i_{qs} \quad (\text{III.59})$$

avec :

$$K_T = p \cdot \varphi_f \cdot i_{qs} \quad (\text{III.60})$$

L'équation précédente montre que le flux rotorique est totalement orienté selon l'axe 'q', il est donc possible de réguler le couple électromagnétique en contrôlant le courant i_{sq} , tandis que le courant i_{sd} est asservi à zéro, ce qui donne l'avantage de la minimisation des pertes Joules à un couple donné, (équation III.28).

La spécificité de cette commande fait que l'angle entre le vecteur de la force électromotrice E_0 et le vecteur courant I_s est nul. Alors, le facteur de puissance ($\cos\gamma$) n'est jamais parfaitement unitaire mais reste plus proche de un, et cela est grâce à l'asservissement des courants, figure (III.7).

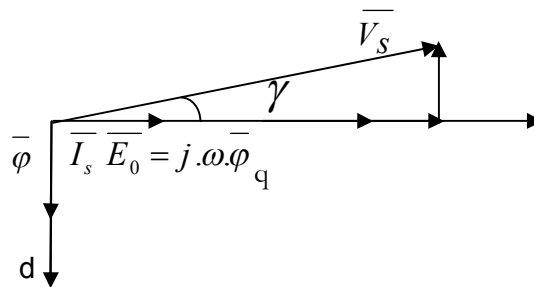


Figure III.7. Position du vecteur flux et tension.

III.4.2.2. Boucles de régulation de courants et le découplage des tensions :

En mettant en œuvre des régulateurs de type PI dans la structure de commande, les équations du modèle mathématique de la MSAP peuvent être écrites sous la forme :

$$\begin{aligned} V_{ds}(S) &= R_s \cdot I_{ds}(S) + S \cdot L_s \cdot I_{ds}(S) - \omega \cdot \varphi_{qs}(S) \\ V_{qs}(S) &= R_s \cdot I_{qs}(S) + S \cdot L_s \cdot I_{qs}(S) + \omega \cdot \varphi_{ds}(S) \end{aligned} \tag{III.61}$$

On pose les termes de couplage

$$e_{dq} = \omega \cdot \varphi_{dq} \tag{III.62}$$

Nous rappelons que ces termes de couplage sont considérés comme des perturbations mesurables. La fonction de transfert de la MSAP peut s'écrire sous la forme :

$$G_s(S) = \frac{I}{R_s + S \cdot L_s} = \frac{I}{R_s} \cdot \frac{1}{1 + T_e \cdot S} \tag{III.63}$$

$$G_s(S) = \frac{I_{ds,qs}(S)}{V_{ds,qs}(S) + E_{d,q}(S)} \tag{III.64}$$

avec la constante de temps électrique:

$$T_e = \frac{L_s}{R_s} \tag{III.65}$$

La figure (III.8) illustre les boucles de régulation des courants et le découplage des tensions [3].

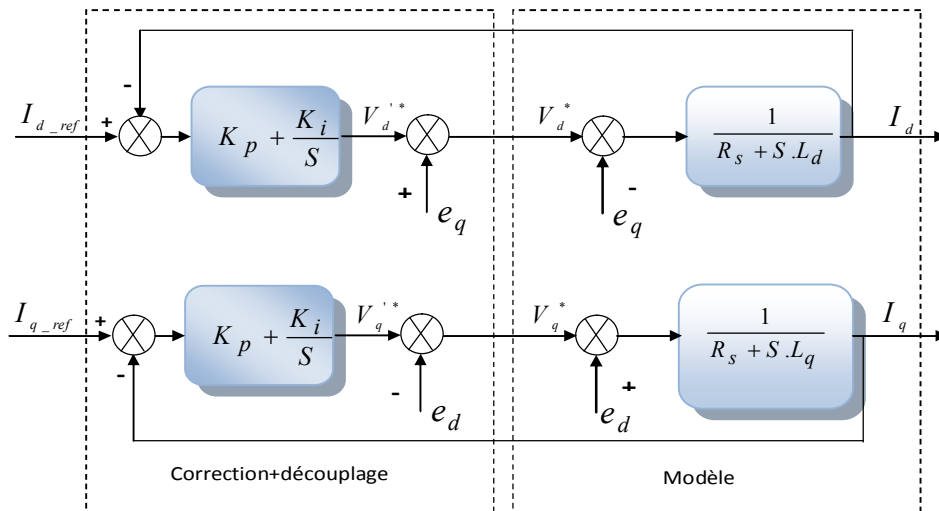


Figure III.8. Boucles de régulation de courants et le découplage des tensions.

Le calcul des régulateurs est détaillé dans l'annexe (A). Le courant I_{q_ref} de références est obtenu à partir de la boucle de régulation de vitesse qui est traitée dans la partie suivante.

III.4.2.3. Commande en vitesse du GSAP :

La stratégie de commande en vitesse du GSAP consiste à comparer et asservir la vitesse de ce dernier à la vitesse de référence obtenue de la commande de la turbine. Cet asservissement permet d'obtenir un couple de référence puis un courant de référence correspondant à la valeur optimale ou

maximale de la vitesse. Il s'agit d'un contrôle des trois courants des phases débités par la machine à l'aide de la commande du redresseur MLI₁.

L'équation (III.59) montre la possibilité de réglage du couple électromagnétique à un couple de référence en contrôlant le courant i_{qs} , ce dernier est assuré par le régulateur de vitesse. Selon l'équation dynamique (équation (III.34)), il est possible de régler la vitesse en imposant le couple électromagnétique adéquat. Le réglage de la vitesse est assuré par un correcteur permettant d'optimiser les performances du système, (figure.III.9) :

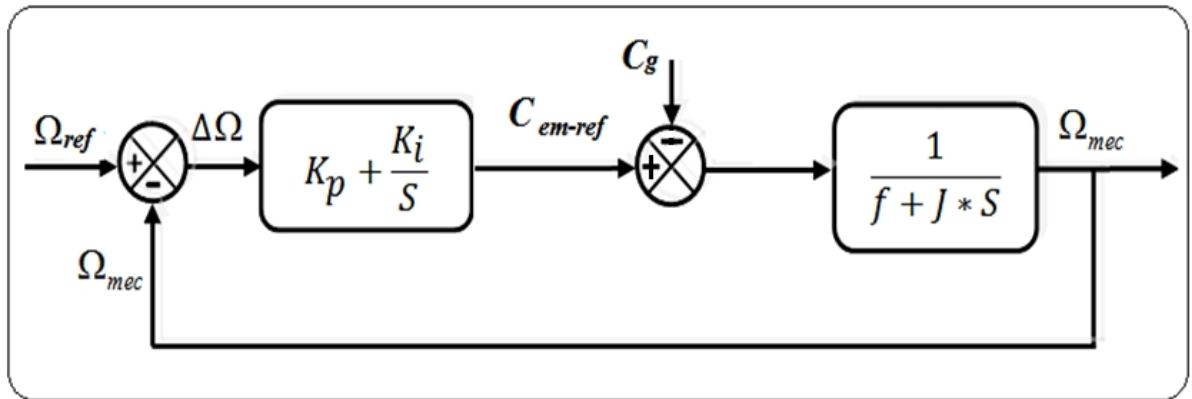


Figure III.9. Schéma bloc de la boucle d'asservissement de vitesse.

La dynamique du système est régie par une équation différentielle du premier ordre, définie par :

$$C_g - C_{em} = \Delta C \quad f = J \frac{d\Omega}{dt} \Rightarrow \frac{\Omega}{\Delta C} = \frac{1}{f + J S} \quad (\text{III.66})$$

En mode générateur le couple électromagnétique présente un couple résistant au couple d'entraînement éolien (contrairement au fonctionnement moteur). Dans le cas de correcteur 'PI', la présence d'intégrateur annule l'erreur statique. En effet, le couple d'entraînement éolien ' C_g ' sera compensé par l'action intégrale. Le temps de réponse doit être bien optimisé d'une façon qu'il ne soit pas lent pour ne pas retarder le système, et n'est pas inférieure à une valeur limite, afin d'éviter les pics des courants dans la machine, (annexe A).

Les courants des références obtenus sont utilisés pour commander le redresseur MLI₁ [80]. La modélisation de ce dernier est présentée dans la partie suivante. Notons que le convertisseur MLI est réversible, alors le modèle du redresseur MLI₁ est le même de celui de l'onduleur MLI₂ [20].

III.4.2.4. Modélisation et commande du convertisseur MLI

L'onduleur MLI est un convertisseur statique assurant la conversion continue-alternative (DC/AC) à l'aide d'une séquence adéquate de commande des semi-conducteurs, souvent par Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI). La réversibilité de l'onduleur de tension à deux niveaux lui permet de fonctionner en mode redresseur du courant (AC/DC) [20, 81].

L'onduleur de tension triphasé peut être représenté par la figure (III.10), où S_i ($i=1, 2, 3, 4, 5, 6$) sont des transistors MOSFET :

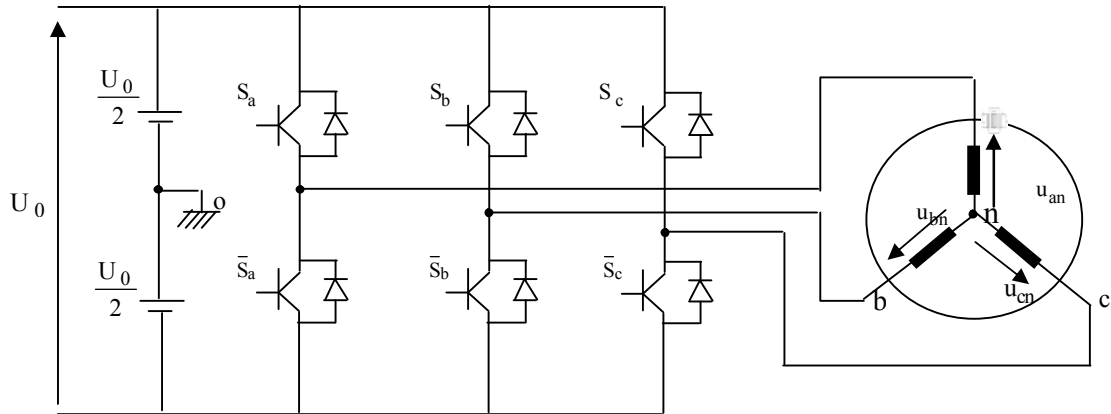


Figure III.10. Schéma d'un onduleur de tension triphasé avec une charge.

La modélisation du convertisseur consiste à exprimer les tensions en lignes en fonction de la tension dans le bus continu et de l'état des commutateurs. On définit pour cela les variables (S_1, S_2, S_3) en fonction de l'état des commutations dans les trois branches. Les commandes des interrupteurs (supposées parfaites) du même bras sont complémentaires, qui peuvent être considérés comme une grandeur booléenne prenant l'état (0 ou 1).

Les tensions composées u_{ab}, u_{bc} et u_{ca} , sont obtenues à partir de ces relations :

$$\begin{cases} u_{ab} = u_{ao} + u_{ob} = u_{ao} - u_{bo} \\ u_{bc} = u_{bo} + u_{oc} = u_{bo} - u_{co} \\ u_{ca} = u_{co} + u_{oa} = u_{co} - u_{ao} \end{cases} \quad (\text{III.67})$$

où, u_{ao}, u_{bo} et u_{co} sont les tensions d'entrée de l'onduleur (tensions continues). Elles sont référencées par rapport à un point milieu « o » d'un diviseur fictif d'entrée.

Soit "n" l'indice du point neutre du côté alternatif. On peut écrire les relations de Charles:

$$\begin{cases} u_{ao} = u_{an} + u_{no} \\ u_{bo} = u_{bn} + u_{no} \\ u_{co} = u_{cn} + u_{no} \end{cases} \quad (\text{III.68})$$

où,

u_{an}, u_{bn} et u_{cn} sont les tensions simples de la machine et u_{no} la tension fictive entre le neutre de la charge et le point fictif d'indice "o".

Sachant que la charge est équilibrée et le neutre est isolé, alors:

$$u_{an} + u_{bn} + u_{cn} = 0 \quad (\text{III.69})$$

La substitution de (III .68) dans (III.69) aboutit à:

$$u_{no} = \frac{1}{3} \cdot (u_{ao} + u_{bo} + u_{co}) \quad (\text{III.70})$$

En remplaçant (III .70) dans (III .68), on obtient:

$$\begin{cases} u_{an} = \frac{2}{3}u_{ao} - \frac{1}{3}u_{bo} - \frac{1}{3}u_{co} \\ u_{bn} = -\frac{1}{3}u_{ao} + \frac{2}{3}u_{bo} - \frac{1}{3}u_{co} \\ u_{cn} = -\frac{1}{3}u_{ao} - \frac{1}{3}u_{bo} + \frac{2}{3}u_{co} \end{cases} \quad (III.71)$$

alors:

$$\begin{cases} u_{an} = \frac{U_o}{3}(2S_a - S_b - S_c) \\ u_{bn} = \frac{U_o}{3}(-S_a + 2S_b - S_c) \\ u_{cn} = \frac{U_o}{3}(-S_a - S_b + 2S_c) \end{cases} \quad (III.72)$$

donc, l'onduleur peut être modélisé par une matrice [T] assurant le passage continu-alternatif.

$$[U_{AC}] = [T] \cdot [U_{dc}] \quad (III.73)$$

tel que :

$$[U_{AC}] = [u_{an} \quad u_{bn} \quad u_{cn}]^T \quad (III.74)$$

$$[U_{dc}] = [u_{ao} \quad u_{bo} \quad u_{co}]^T = U_o [S_a \quad S_b \quad S_c]^T \quad (III.75)$$

$$[T] = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \quad (III.76)$$

III.4.2.5. Stratégie de la commande MLI naturelle (sinus-triangle)

La technique de la modulation de largeur d'impulsion (MLI) naturelle repose sur la comparaison entre deux signaux, le premier est appelé signal de référence (Modulatrice), qui représente l'image de la sinusoïde qu'on désire à la sortie de l'onduleur; le second est appelé la porteuse (triangulaire), qui est un signal de hautes fréquences (HF) par rapport au premier. Il définit la cadence de la commutation des interrupteurs statiques de l'onduleur [82], figure (III.11).

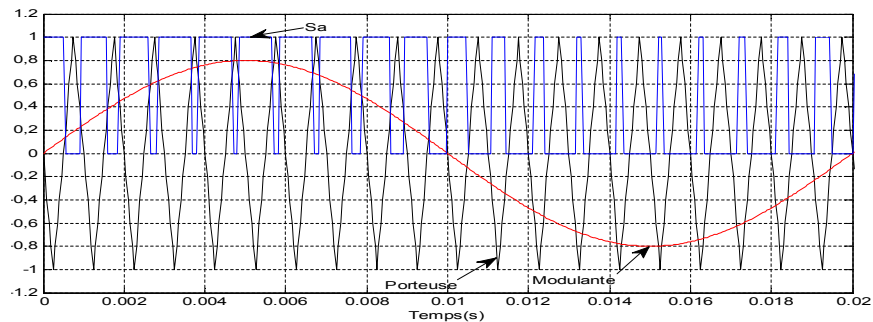


Figure III.11. Génération d'une MLI naturelle de l'interrupteur S_a .

La commande par MLI donne un rapport cyclique variable dans le temps. L'évolution temporelle du rapport cyclique de chaque interrupteur est alors déterminée par l'intersection du signal de référence et la porteuse. Chaque interrupteur commute à une fréquence imposée par celle de la porteuse (notée $f_{déc.}$). Dans le cas d'un convertisseur triphasé, la commande par MLI nécessite autant de références sinusoïdales toutes régulièrement déphasées entre elles de $2\pi/3$.

Cette stratégie de commande est caractérisée par deux paramètres: l'indice de modulation ' m ' et le coefficient de réglage en tension ' r ' [82, 83].

$$m = f_{déc.} / f_{mod} \quad (III.77)$$

Le coefficient de réglage est le rapport de l'amplitude V_m de la tension de référence à l'amplitude U de la porteuse :

$$r = V_m / U \quad (III.78)$$

L'avantage majeur de la technique de modulation sinus-triangle naturelle est l'élimination d'harmoniques non désirées et la minimisation des oscillations du couple et des courants, ce qui permettra de réduire la pollution en harmoniques dans le réseau électrique avec minimisation des pertes dans le système, et donc amélioration du rendement. Néanmoins, elle présente l'inconvénient de générer des impulsions dissymétriques par rapport à une période de la porteuse. Ainsi, les instants de commutation ne peuvent être exprimés sous forme analytique simple [82].

La simulation de l'onduleur alimenté par une tension continue (100V), donne la figure (III.12).

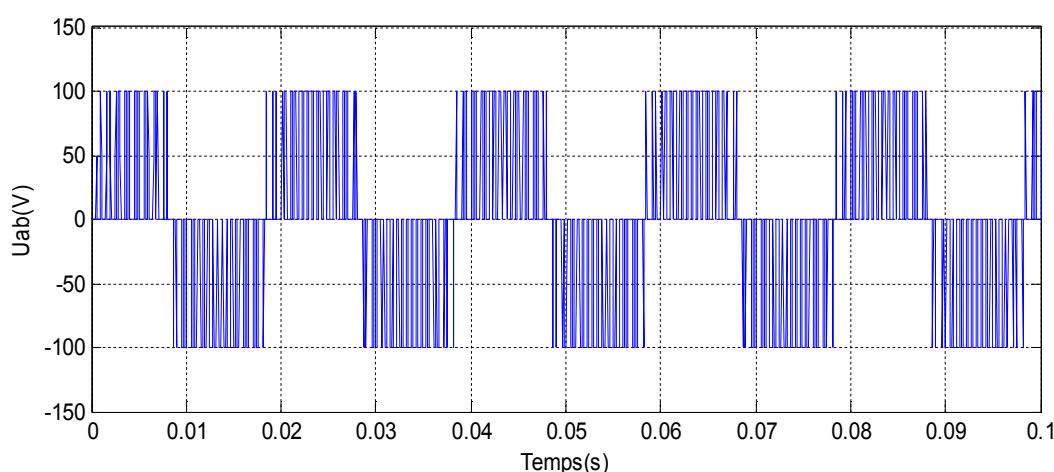


Figure III.12. Tension u_{ab} de l'onduleur avant filtrage.

On remarque que la tension de sortie prend deux niveaux ($+U_{ab}$ et $-U_{ab}$).

À l'aide des étapes précédentes de la modélisation, on peut construire la structure complète de la commande vectorielle du GSAP avec la commande de la turbine éolienne.

III.4.2.6. Structure complète de la commande vectorielle du GSAP

La figure (III.13) illustre la stratégie de la commande vectorielle du GSAP couplé à la turbine [19, 78].

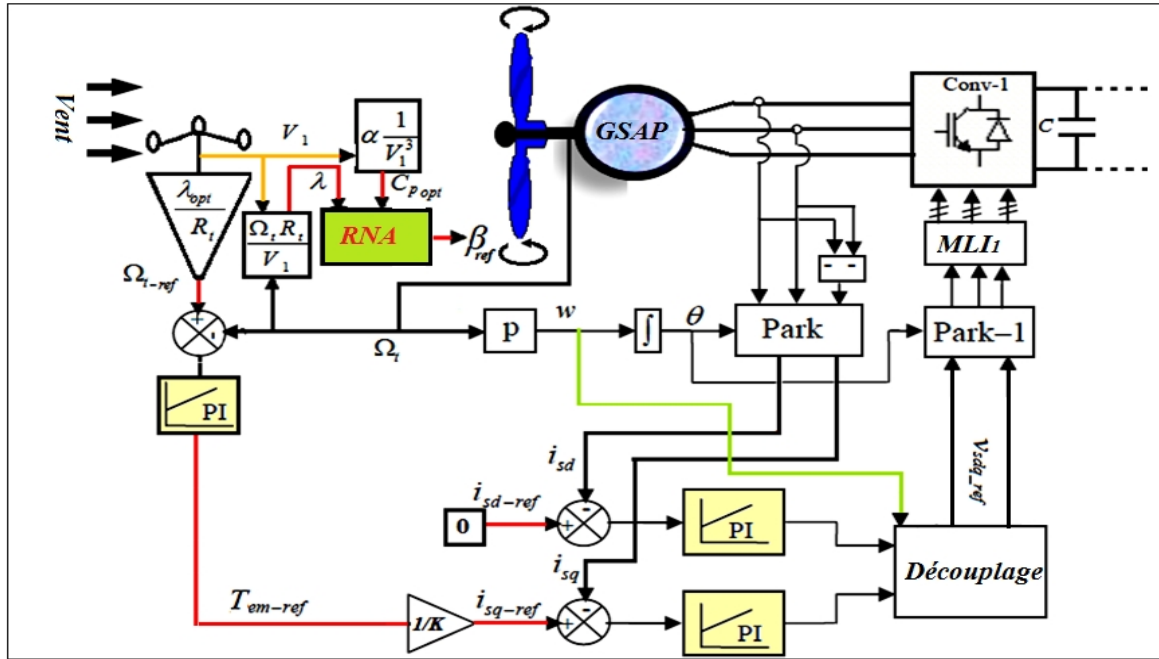


Figure III.13. Commande de la turbine avec la commande vectorielle du GSAP associé au convertisseur.

Comme le montre la figure (III.13), le RNA gère les deux commandes MPPT et ‘Pitch Angle’ par la génération de la valeur de l’angle de calage correspondante β_{ref} selon la vitesse du vent. La commande de la turbine génère le couple de référence et le courant de référence à la commande de GSAP. Cette dernière référence est imposée par le convertisseur à l’aide de commande MLI.

La puissance produite du côté générateur est ensuite transférée au réseau à l’aide de l’onduleur et les éléments de connexion. Dans le paragraphe suivant, nous modélisons la partie de la liaison au réseau.

III.4.3. Modélisation de la liaison au réseau

Le système de commande du côté réseau doit répondre aux objectifs principaux. Il doit maintenir la tension du bus continu constante malgré les différentes variations de vitesse du vent. En plus, il faut qu’il assure un contrôle indépendant des puissances active et réactive circulant entre le convertisseur et le réseau, donc le contrôle du facteur de puissance. L’injection au réseau nécessite de respecter les conditions de couplage (même tension, même déphasage, même fréquence), avec une injection des courants sinusoïdaux de bonne qualité harmonique.

III.4.3.1. Modélisation et régulation du bus continu

La régulation de la tension du bus continu consiste à maintenir cette dernière à une valeur de référence constante, en contrôlant le processus de chargement et de déchargement du condensateur. Le schéma électrique du bus continu représenté sur la figure (III.14) montre que le courant du condensateur est issu d’un nœud où circulent deux courants modulés par chaque convertisseur :

$$i_c = i_1 - i_2 \tag{III.79}$$

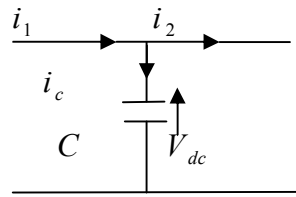


Figure III.14. Schéma électrique du bus continu.

Le bus continu est modélisé par l'équation différentielle suivante [81]:

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} \cdot i_c \quad (\text{III.80})$$

$$V_{dc} = \int \frac{dV_{dc}}{dt} + V_{dc}(t_0) \quad (\text{III.81})$$

où,

- $V_{dc}(t_0)$ est la valeur initiale de la tension à l'instant t_0 ;
- V_{dc}, i_c : tension et courant au niveau du bus continu ;
- C : valeur de la capacité ;
- i_1, i_2 : respectivement courant modulé par le convertisseur du côté de la machine et celui du côté réseau.

Dans le domaine de Laplace, l'équation précédente devient :

$$V_{dc} = \frac{1}{C \cdot S} \cdot i_c \quad (\text{III.82})$$

d'où, la boucle de régulation de V_{dc} dotée d'un correcteur PI, montrée sur la figure (III.15).

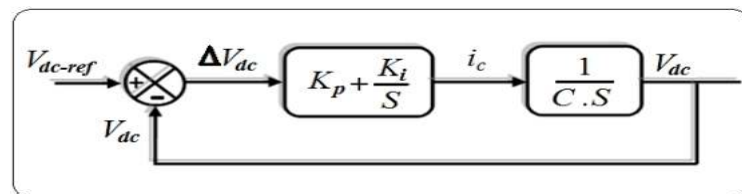


Figure III.15. Boucle de régulation de la tension du bus continu.

Le calcul des paramètres du régulateur est détaillé dans l'annexe (A).

Après avoir régulé la tension du bus continu, la puissance électromagnétique extraite du vent, doit être injectée au réseau via l'onduleur auquel il est connecté.

III.5. Stratégie de commande des puissances injectées au réseau

L'injection de la puissance électromagnétique extraite du vent est assistée par l'onduleur de tension triphasé qui assure la phase de l'injection et qui doit maintenir la tension du bus continu constante, et il doit commander les interrupteurs statiques afin d'injecter la puissance de référence au réseau, avec un facteur de puissance plus proche de l'unité.

En négligeant les pertes statorique du GSAP, ainsi que celles du redresseur MLI₁, la puissance à l'entrée du bus continu est égale à la puissance électromagnétique. La puissance de référence injectée au réseau, est calculée en soustrayant la puissance électromagnétique de celle du condensateur (P_{dc}):

$$P_g = P_{ref} = P_{em} - P_{dc} = C_{em} \cdot \Omega \cdot V_{dc} \cdot I_{moy-ref} \tag{III.83}$$

La puissance injectée est le produit du courant et de la tension, et comme la tension est imposée par le réseau, alors le contrôle de la puissance électromagnétique revient au contrôle des courants alternatifs injectés au réseau [28].

Les puissances active et réactive dans le repère de Park sont données par [80, 84]:

$$\begin{cases} P_{ref} = V_{g-d} \cdot I_{d-ref} + V_{g-q} \cdot I_{q-ref} \\ Q_{ref} = V_{g-q} \cdot I_{d-ref} - V_{g-d} \cdot I_{q-ref} \end{cases} \tag{III.84}$$

À partir de ces relations, il est alors possible de commander la puissance active et la puissance réactive en imposant sur l'onduleur les courants de références suivants:

$$\begin{cases} I_{d-ref} = \frac{P_{ref} V_{g-d} + Q_{ref} V_{g-q}}{V_{g-d}^2 + V_{g-q}^2} \\ I_{q-ref} = \frac{P_{ref} V_{g-q} - Q_{ref} V_{g-d}}{V_{g-d}^2 + V_{g-q}^2} \end{cases} \tag{III.85}$$

En injectant seulement la puissance active, les courants de référence seront :

$$Q = 0 \Rightarrow \begin{cases} I_{d-ref} = \frac{P_{ref} V_{g-d}}{V_{g-d}^2 + V_{g-q}^2} \\ I_{q-ref} = \frac{P_{ref} V_{g-q}}{V_{g-d}^2 + V_{g-q}^2} \end{cases} \tag{III.86}$$

En transformant les courants de référence : I_{d-ref}, I_{q-ref} aux courants réels $I_{a-ref}, I_{b-ref}, I_{c-ref}$ par la transformation inverse de Park, on aboutira à la commande MLI₂ de l'onduleur.

Le schéma suivant illustre la commande du système de l'injection au réseau [28].

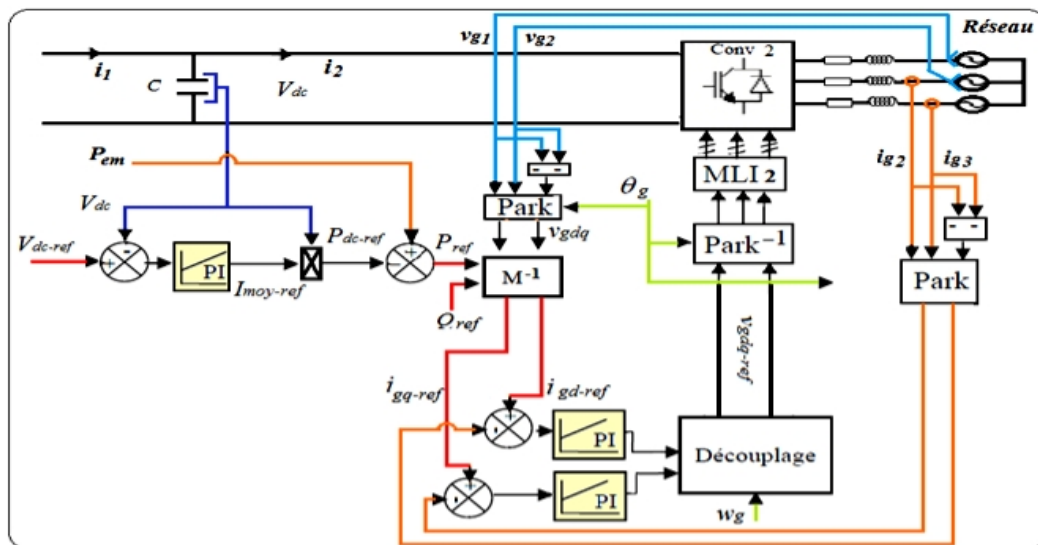


Figure III.16. Schéma bloc de commande du processus d'injection.

La valeur de référence de la tension du bus continu, la valeur du condensateur du bus continu et du filtre de couplage, doivent être choisies précisément en fonction de quelques paramètres que nous allons détailler dans la prochaine partie.

III.5.1. Choix des éléments caractéristiques du convertisseur côté réseau

La première étape dans la conception du système de l'injection au réseau, est de sélectionner ses paramètres adéquats afin d'atteindre des bonnes performances dans la qualité de la puissance injectée avec un coût réduit, à savoir la valeur de la tension du bus continu et le dimensionnement de filtre et le transformateur de couplage au réseau.

III.5.1.1. Valeur de la tension du bus continu

Afin d'assurer l'injection du courant du convertisseur côté réseau, il faut que la tension du bus continu V_{dc} soit supérieure à la valeur maximale (valeur crête) de la tension composée côté alternatif de l'onduleur, elle peut être déduite par la relation [24]:

$$m_{\max} \left(\frac{V_{dc_ref}}{\sqrt{3}} \right) > V_{g_max} \Rightarrow V_{dc_ref} > \left(\frac{\sqrt{3} * V_{g_max}}{m_{\max}} \right) \quad (III.87)$$

avec : m_{\max} : la valeur maximale du coefficient de réglage de la tension de phase du réseau

V_{g_max} : la valeur maximale de la tension simple côté alternatif

III.5.1.2. Valeur de l'inductance de couplage au réseau

La présence des inductances de couplage au réseau est indispensable pour assurer le contrôle des courants injectés par l'onduleur. Ces inductances jouent le rôle de filtre passe bas et limitent l'ondulation et les harmoniques du courant à la fréquence de commutation [84]. Pour cette raison, le calcul de l'inductance de couplage fait intervenir la fréquence de commutation.

L'ondulation maximale admissible du courant :

$$\Delta I_{\max} = \frac{V_{dc}}{6.9 * L_f * f_c} \Rightarrow L_f = \frac{V_{dc}}{6.9 * \Delta I_{\max} * f_c} \quad (III.88)$$

Avec,

ΔI_{\max} : Ondulation du courant maximale admissible.

f_c : Fréquence de la porteuse (de commutation).

Après le choix des éléments de couplage, on passe à la modélisation du filtre.

III.5.2. Modélisation du filtre

III.5.2.1. Modélisation du filtre dans le repère naturel

Il s'agit d'un filtre passif série (R_f, L_f) raccordé entre le convertisseur de puissance et le réseau pour réduire la propagation des harmoniques dans le réseau électrique, (figure III.17).

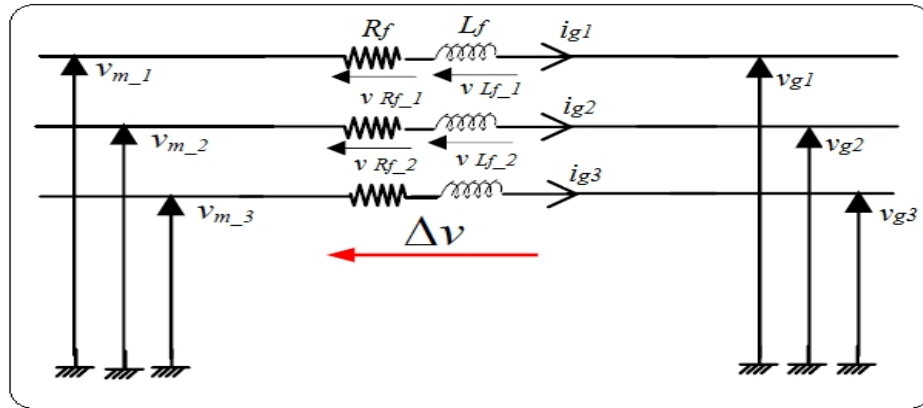


Figure III.17. Schéma électrique du filtre.

Les courants traversant le filtre sont obtenus par les équations suivantes:

$$i_{g1} = \int \frac{1}{L} v_{L-1} + i_{g1}(t_0) \quad (\text{III.89})$$

$$i_{g2} = \int \frac{1}{L} v_{L-2} + i_{g2}(t_0) \quad (\text{III.90})$$

$$i_{g3} = -(i_{g1} + i_{g2}) \quad (\text{III.91})$$

où, $i_{g1}(t_0)$, $i_{g2}(t_0)$ sont respectivement les courants i_{g1} et i_{g2} à l'instant initial.

Les tensions aux bornes des résistances sont données par :

$$\begin{aligned} v_{R1} &= R_f \cdot i_{g1} \\ v_{R2} &= R_f \cdot i_{g2} \end{aligned} \quad (\text{III.92})$$

Les tensions aux bornes des inductances sont données par :

$$\begin{aligned} v_{L1} &= \Delta v_1 - v_{R1} \\ v_{L2} &= \Delta v_2 - v_{R2} \end{aligned} \quad (\text{III.93})$$

Les tensions aux bornes des bobines peuvent se donner en appliquant la loi des mailles:

$$\begin{aligned} \Delta v_1 &= v_{m-1} - v_{g1} \\ \Delta v_2 &= v_{m-2} - v_{g2} \end{aligned} \quad (\text{III.94})$$

avec, v_{m-1}, v_{g1} : respectivement tensions du côté moteur et du côté réseau.

III.5.2.2. Modélisation du filtre dans le repère de Park

En regroupant les équations précédentes, les équations définissant le filtre peuvent être obtenues :

$$\begin{bmatrix} v_{m-1} \\ v_{m-2} \\ v_{m-3} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} i_{g1} \\ i_{g2} \\ i_{g3} \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{g1} \\ i_{g2} \\ i_{g3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{g1} \\ v_{g2} \\ v_{g3} \end{bmatrix}. \quad (\text{III.95})$$

L'application de la transformation de Park sur le système d'équations (III.95) nous donne [80]:

$$\begin{cases} v_{md} = R_f \cdot i_{gd} + L_f \frac{di_{gd}}{dt} - L_f \cdot \omega_s \cdot i_{gq} + v_{gd} \\ v_{mq} = R_f \cdot i_{gq} + L_f \frac{di_{gq}}{dt} + L_f \cdot \omega_s \cdot i_{gd} + v_{gq} \end{cases} \quad (III.96)$$

e_d et e_q sont les tensions de couplage et sont données par:

$$\begin{cases} e_d = L_f \cdot \omega_s \cdot i_{gq} \\ e_q = -L_f \cdot \omega_s \cdot i_{gd} \end{cases} \quad (III.97)$$

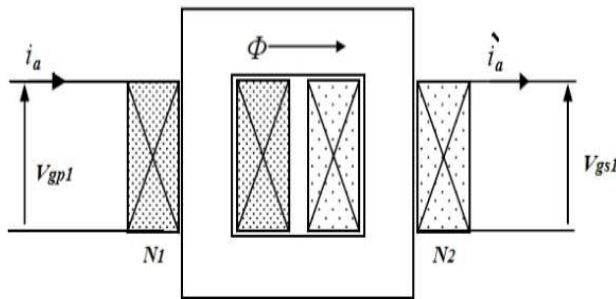
Parfois, il est nécessaire d'ajouter un transformateur entre l'onduleur et le réseau afin d'adapter les tensions coté onduleur et celles coté réseau. En plus, il joue le rôle d'un isolateur électromagnétique entre les circuits électriques. Il est modélisé dans la partie suivante.

III.5.3. Modélisation du transformateur

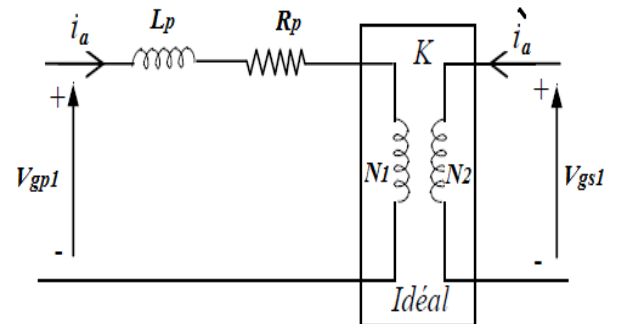
Les transformateurs utilisés sont des machines statiques qui permettent d'élever et d'adapter les tensions des enroulements primaires (coté machine) à celles secondaires (coté réseau), il s'agit d'un transfert de la puissance d'un bobinage à l'autre [85], (figure. III.18).

Le rapport de transformation d'un transformateur monophasé (idéal) est donné comme suit :

$$K = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{gp1}}{V_{gs1}} = \frac{i_a}{i_a'} \quad (III.98)$$



(a) Schéma de principe d'un transformateur



(b) Transformateur ramené au primaire

Figure III.18. Schéma monophasé équivalent simplifié du transformateur.

En négligeant le courant de magnétisation, le modèle du circuit équivalent triphasé peut être exprimé par [85]:

$$\left[V_{gp123} \right] = R_p \left[i_{abc} \right] + L_p \frac{d \left[i_{abc} \right]}{dt} + K \left[V_{gs123} \right] \quad (III.99)$$

Après les modélisations faites précédemment, on passe à la commande globale de la chaîne éolienne et aux résultats de simulation.

III.5.4. Commande de la chaîne éolienne

La figure (III.19) récapitule le schéma global de la commande de toute la chaîne éolienne [28].

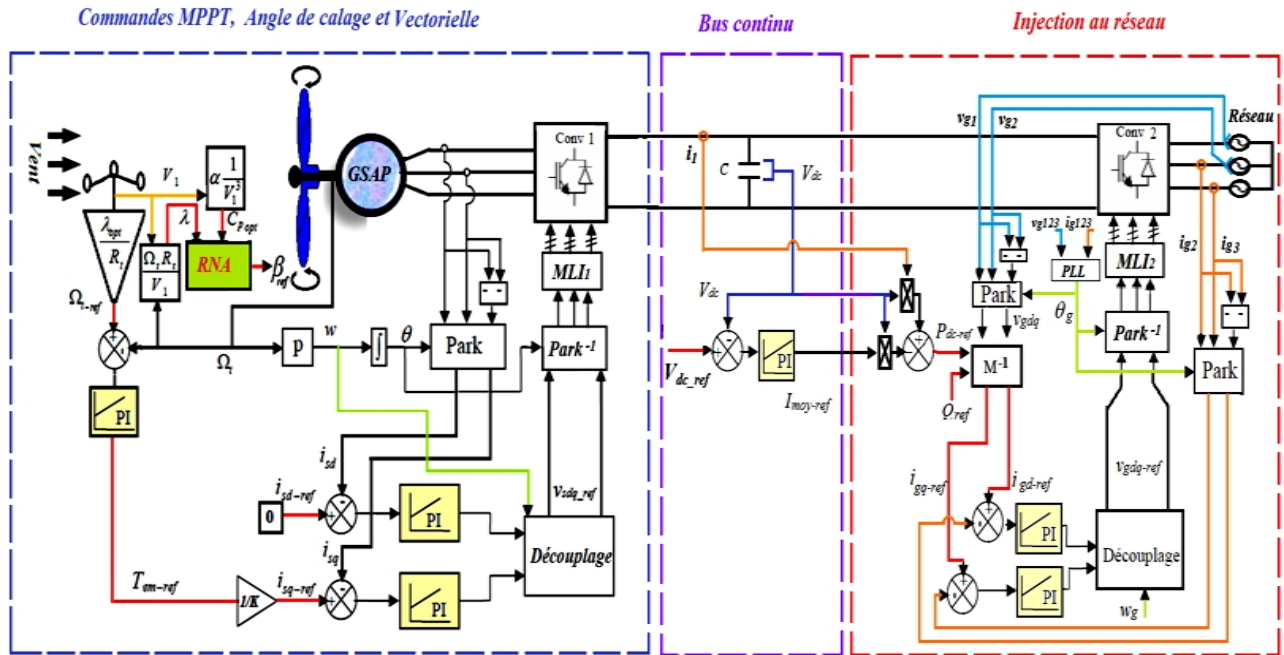


Figure III.19. Schéma global de la commande de l'aérogénérateur connecté au réseau.

On distingue deux parties principales : côté redresseur MLI_1 qui assure la commande de la turbine et la commande vectorielle du GSAP et côté onduleur qui fait la régulation du bus continu et assure l'injection de la puissance active (facteur de puissance unitaire).

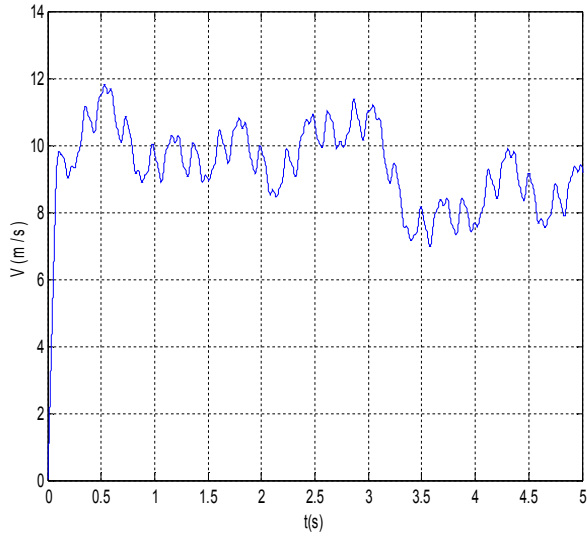
Grâce à cette structure qui utilise deux convertisseurs statiques interfacés par un bus continu, le fonctionnement de ces éoliennes à vitesse variable sur une large plage est devenu possible. La commande de chaque étage est liée à l'autre. Le premier convertisseur assure le contrôle de la puissance générée par la turbine en agissant sur la vitesse du générateur, ce qui permet de réaliser la commande MPPT et d'avoir une marge de sécurité supplémentaire avec la limitation de la vitesse et le système d'orientation des pales. Grâce à une commande adéquate, le second convertisseur permet de fixer la tension du bus continu à une valeur de référence appropriée, et d'injecter au réseau des courants de fréquence fixe correspondant à celle du réseau malgré les différentes variations de la vitesse du vent. En plus, cette commande présente l'avantage de la possibilité de réglage du facteur de puissance (puissance réactive). La puissance nominale de la machine détermine alors la puissance maximale que peut fournir l'éolienne. La connexion de l'onduleur est réalisée au moyen de trois inductances de lissage permettant de réduire significativement les harmoniques du courant.

La simulation du système global est présentée dans la partie suivante.

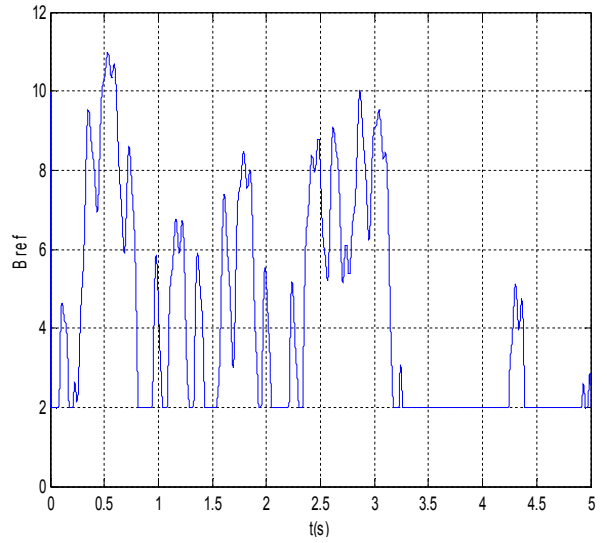
III.6. Résultats de simulation des performances de la chaîne éolienne

III.6.1. Comportement de la chaîne éolienne

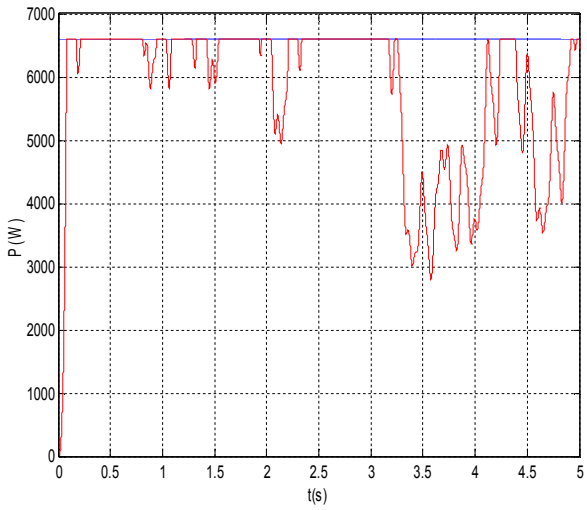
La figure (II.20) représente la simulation du système global de la conversion de l'énergie éolienne de 6.6kW à base de GSAP et connecté au réseau triphasé. Elle rassemble les commandes de chaque partie. La référence de la tension de bus continu est ajustée à 700V, l'injection de la puissance se fait sur un réseau triphasé équilibré de 220V, 50 Hz, nous avons simulé le modèle de profil du vent de la figure (III.20.a). Notons que ces résultats sont été validés dans la publication [19].



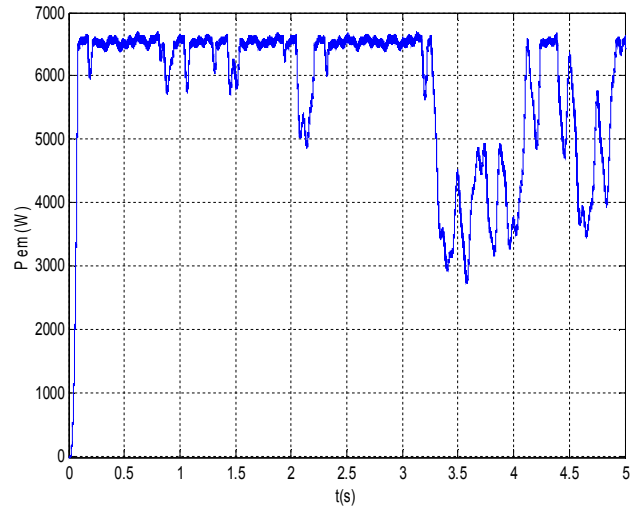
(a) Vitesse du vent



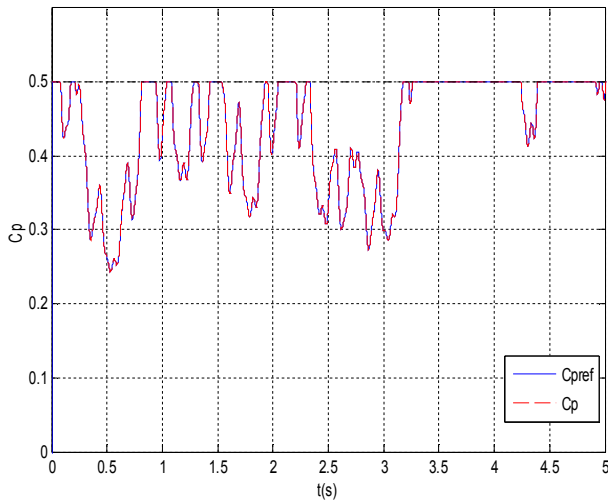
(b) Angle de calage



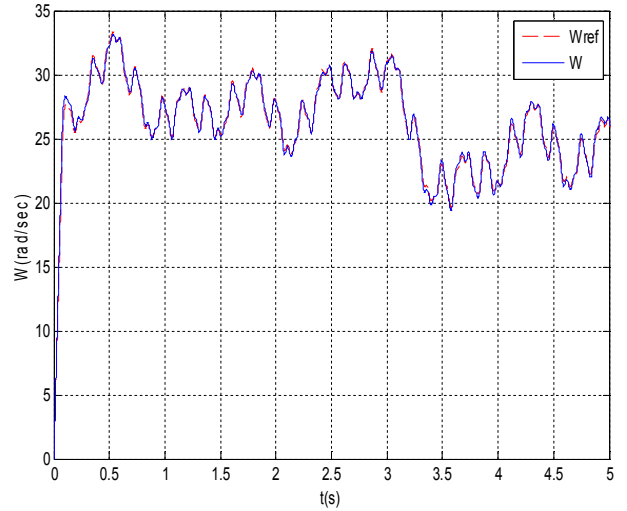
(c) Limitation de la puissance mécanique



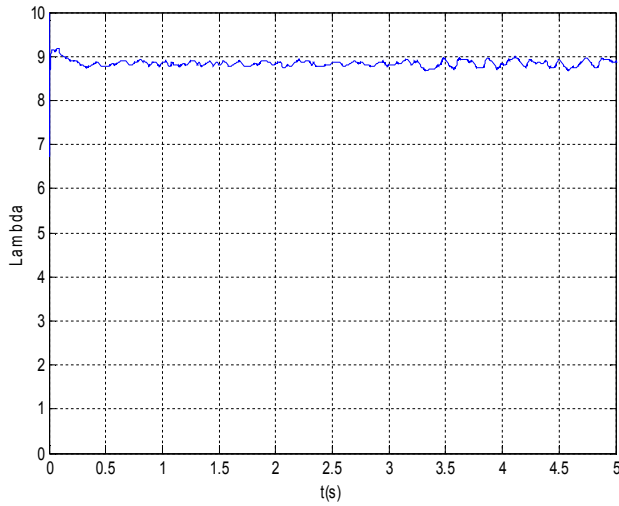
(d) Limitation de la puissance électromagnétique



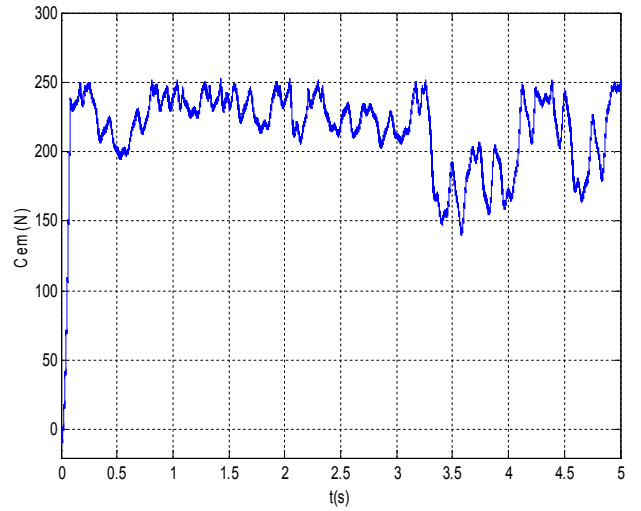
(e) Coefficient de puissance



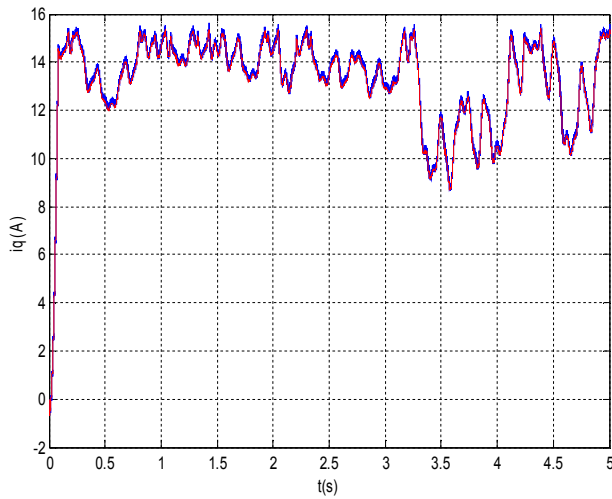
(f) Vitesse mécanique



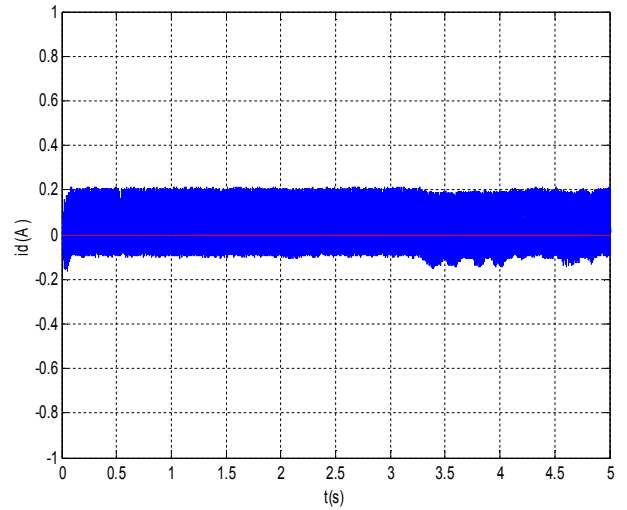
(g) Vitesse spécifique



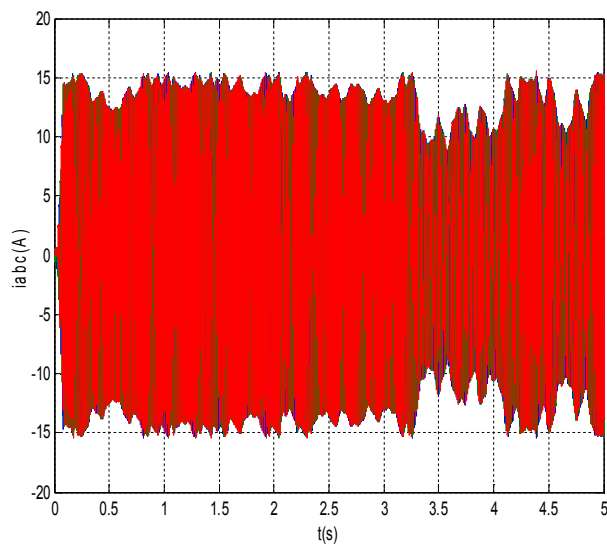
(h) Couple électromagnétique



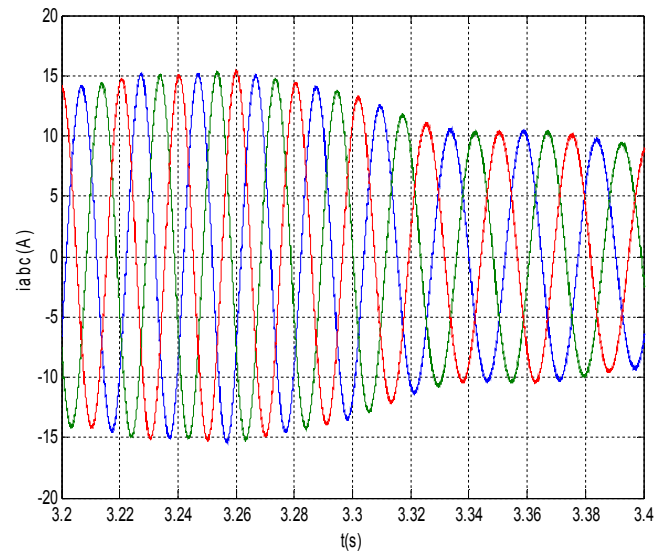
(i) Courant i_q du GSAP



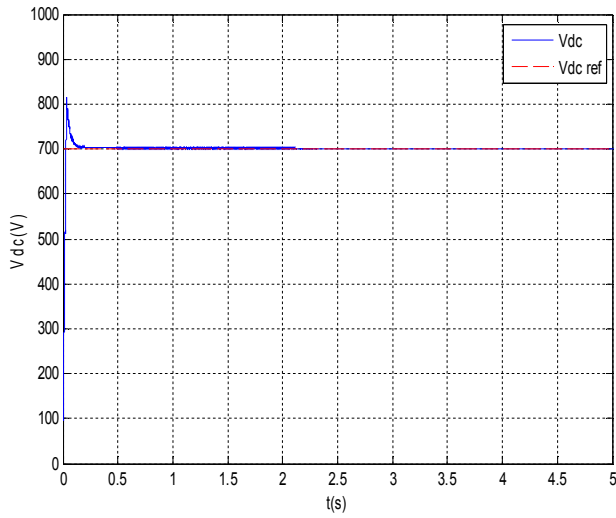
(j) Courant i_d du GSAP



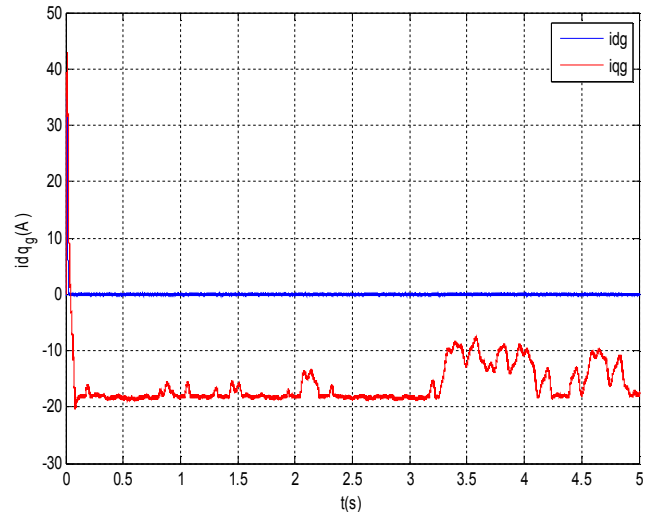
(k) Courants i_{abc} du GSAP



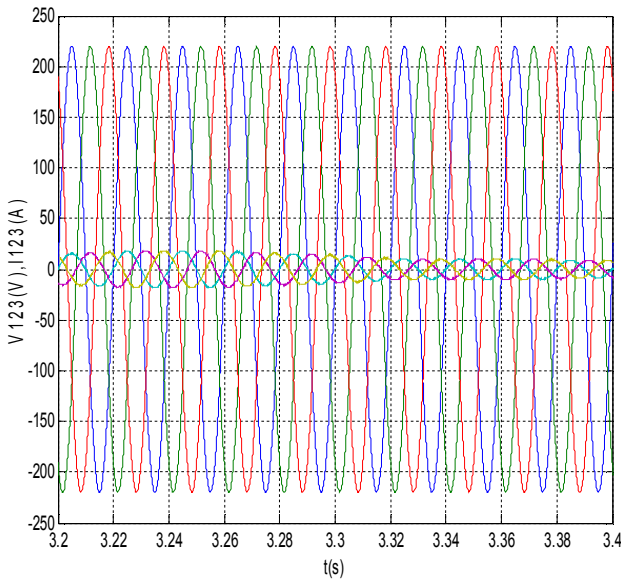
(l) Zoom des courants i_{abc} du GSAP



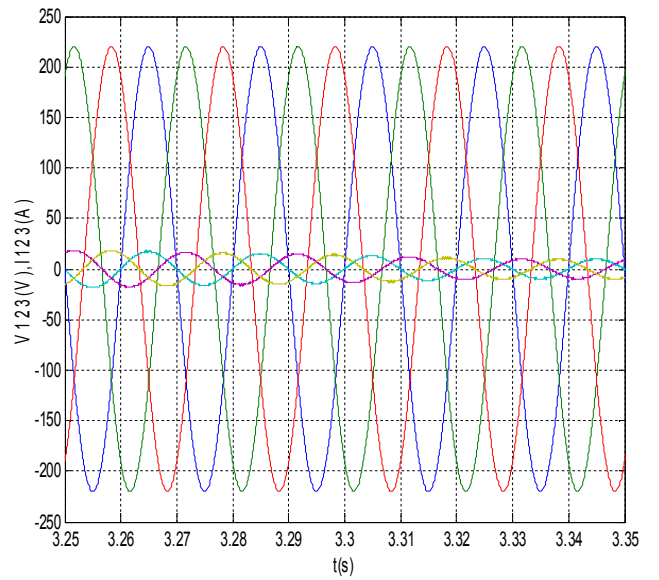
(m) Tension du bus continu



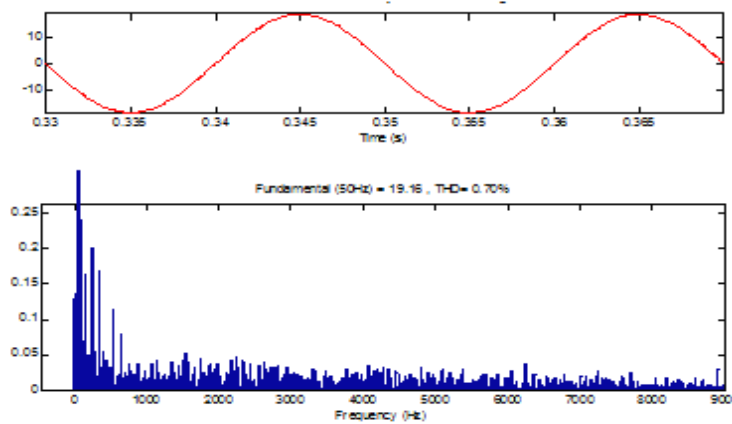
(n) Courants i_{dq} coté réseau



(o) Tensions du réseau et courants injectés



(p) Tensions du réseau et courants injectés



(q) Analyse spectrale du courant injecté au réseau

Figure III.20. Résultats de simulation pour une éolienne de 6.6kW.

- **Analyse des résultats**

La figure (II.20) représente la réponse et les variations des différentes grandeurs de la chaîne éolienne sous un profil du vent variable, figure (II.20.a). Malgré les grandes variations de la vitesse du vent, on remarque que toutes les grandeurs suivent bien leurs références imposées.

Comme on a vu dans le deuxième chapitre la validation de la commande MPPT et celle de l'angle de calage pour les puissances 850kW et 150W, il est clair que ces commandes fonctionnent bien dans une large plage et même pour la puissance 6.6kW, ce qui montre bien la robustesse du régulateur développé.

Lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale du vent (9,28 m/s), on peut voir clairement à partir de la figure (II.20.c), que la puissance est limitée exactement à la valeur nominale du GSAP grâce aux valeurs précises de l'angle de calage générées automatiquement par le régulateur (RNA), figure (II.20.b). Par conséquent, la puissance électromagnétique est également limitée à la puissance nominale afin de protéger le générateur et le système contre la surcharge d'une part, et d'assurer la continuité de fonctionnement de la turbine éolienne et la production de l'énergie électrique même pour les vitesses du vent relativement élevées d'autre part, figure (II.20.d).

Lorsque la vitesse du vent est inférieure à celle nominale, il est nécessaire d'appliquer la commande MPPT pour bénéficier de la puissance maximale, alors, le système de contrôle intelligent génère automatiquement la valeur minimale de l'angle de calage ($\beta_{min}=2$), et donc grâce au bon asservissement et au bon fonctionnement de la vitesse de rotation, la vitesse spécifique suit sa référence, et la valeur du coefficient de puissance devient maximale et suit celle du coefficient de puissance optimale ($C_p = C_{p_ref} = C_{p_opt} = C_{pMax} = 0,5$), figures (II.20.d, e, f, g, h).

Les figures (II.20.h, i) ont la même allure, ce qui montre que le couple électromagnétique est commandé par le courant (i_q). Néanmoins, le courant i_d reste constant et suit sa valeur de référence nulle, Les figures (II.20.j). Cela prouve que le découplage est assuré, et par conséquent le bon fonctionnement de la commande vectorielle.

Les figures (II.20.k, l) représentent les trois courants de la machine synchrone à aimants permanents, on remarque que l'amplitude ainsi que la fréquence de ces courants sont proportionnelles aux variations de la vitesse du vent, à cause de la variation de puissance éolienne et de la vitesse de rotation. Les courants du GSAP sont sinusoïdaux grâce au redresseur MLI₁, ce qui donne un bon rendement par rapport au redresseur à diodes.

La figure (II.20.m) représente la tension du bus continu à la sortie du redresseur MLI₁. On remarque que malgré toutes les variations de la vitesse du vent, la tension du bus continu reste bien maintenue à sa valeur de référence égale à 700V, grâce à la commande appliquée sur l'onduleur.

Les figures (II.20.n,o,p) représentent respectivement les courants en quadrature et direct injectés au réseau qui représentent l'image des puissances active et réactive, ainsi que les tensions du réseaux et les courants triphasés injectés.

On remarque que le courant actif et la puissance électromagnétique (puissance active si on néglige les pertes) sont proportionnels aux variations de la vitesse du vent, figure (II.20.n).

Le courant en quadrature injecté au réseau traduit la puissance active livrée à la grille par la puissance mécanique extraite, au début il est positif du fait que le sens de la puissance est du réseau vers la machine sans avoir besoin d'un moteur de démarrage (fonctionnement en ventilateur

(moteur)) grâce à la réversibilité en courant du redresseur MLI_1 , puis il prend un signe négatif puisqu'il est injecté au réseau par le générateur.

Après un petit régime transitoire pour charger le condensateur, puisque il est initialement déchargé, la puissance réactive traduit par le courant i_d est maintenue à zéro selon la référence imposée (pour un facteur de puissance unitaire), figure (II.20.n).

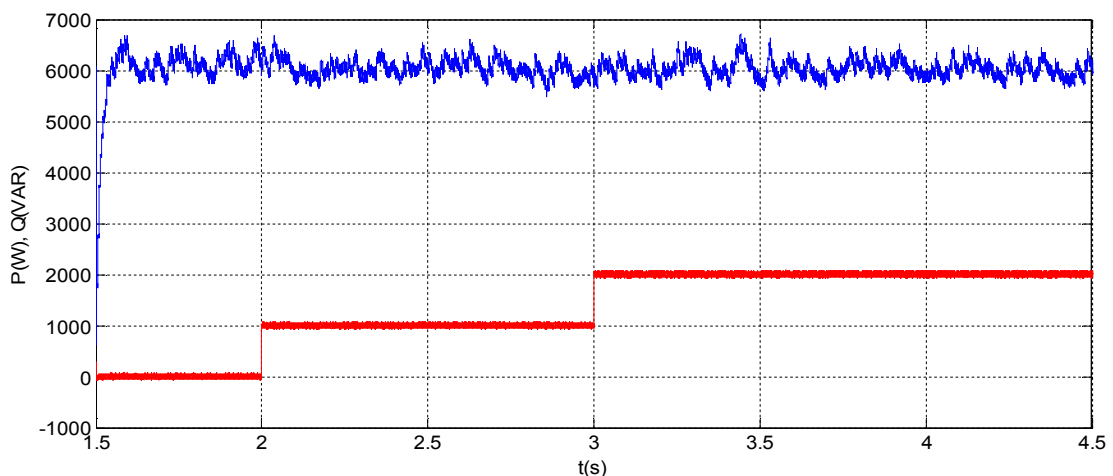
Les figures (II.20.o, p) représentent les trois courants injectés au réseau. Elles montrent bien que ces courants sont sinusoïdaux grâce à la commande de l'onduleur MLI_2 , avec une amplitude proportionnelle à la vitesse du vent, par contre sa fréquence reste constante et adéquate à la fréquence du réseau 50Hz malgré que la fréquence des courants du GSAP est différente de ce dernier, figure (II.20.l). Les courants injectés au réseau et les tensions du réseau sont en phase réalisant une injection avec un facteur de puissance unitaire, avec un très bon facteur de distorsion (THD), figures (II.20.m, n), ce qui montre une grande et bonne qualité de puissance injectée avec un facteur unitaire.

Ces résultats confirment bien la validité des commandes appliquées sur chaque étage. Les résultats des simulations obtenus sont très satisfaisants en les comparant à celles trouvés dans la littérature, et ils ont fait l'objet d'une publication [19, 28].

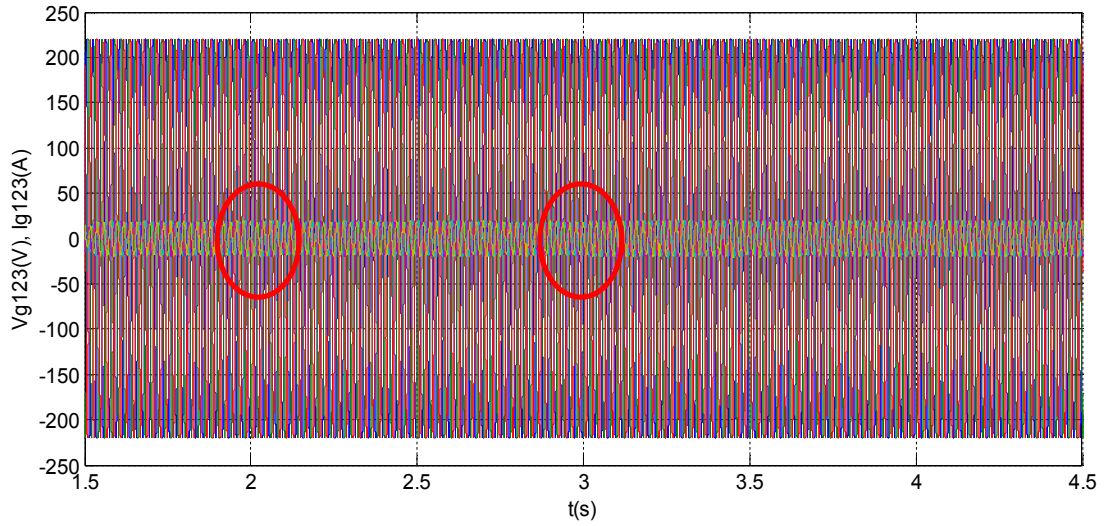
Dans la partie suivante, nous examinons la sensibilité de la chaîne éolienne commandée en fonction de certaines modifications et variations de certains paramètres. Dans un premier temps, nous étudions la possibilité de commander la puissance réactive et le facteur de puissance. Ensuite, nous étudions plus particulièrement l'influence de la modification de la tension de référence V_{dc} , puis l'effet de variations de la résistance statorique R_s sur les performances et l'efficacité énergétique de la chaîne à base du GSAP.

III.6.2. Commande du facteur de puissance et la puissance réactive

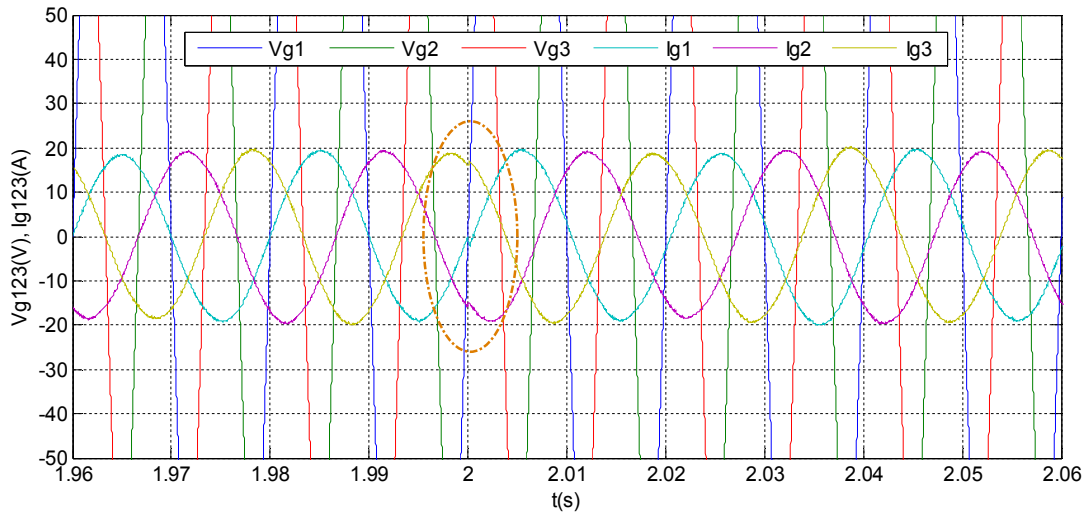
Dans cette partie, nous examinons la possibilité de commander le facteur de puissance et la puissance réactive, en imposant au premier lieu une valeur nulle de la puissance réactive qui correspond au facteur de puissance unitaire, ensuite, on impose deux autres valeurs différentes, figure (III.21).



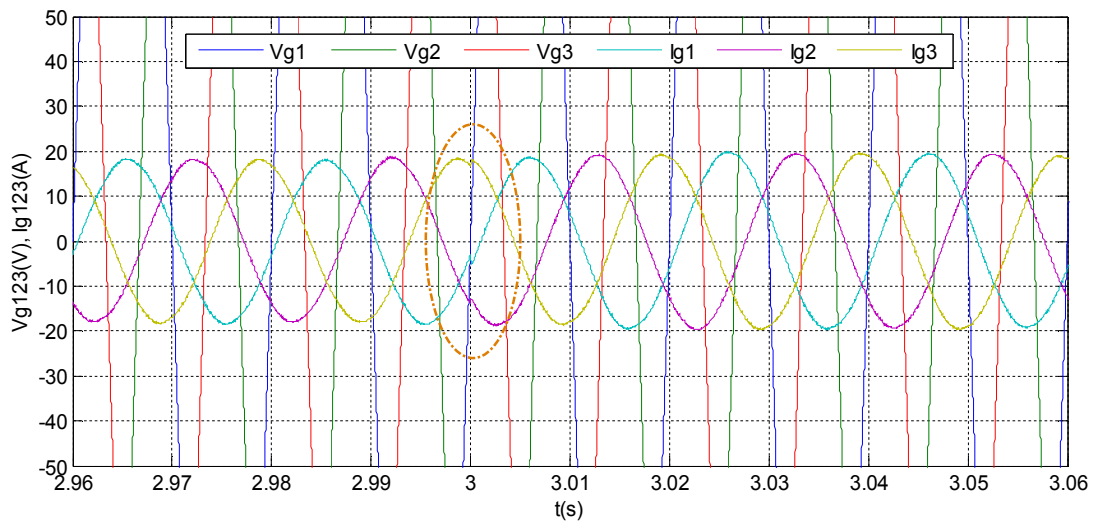
(a) Puissances actives et réactive



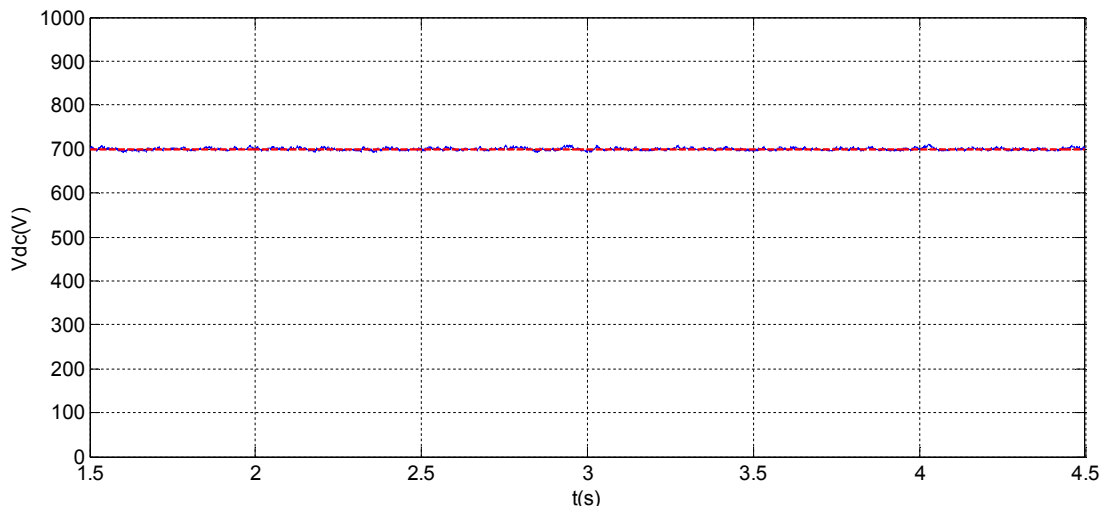
(b) Tension du réseau et courants injectés



(c) 1^{er} variation du facteur de puissance



(d) 2^{ème} variation du facteur de puissance



(e) Tension du bus continu

Figure III.21. Control du facteur de puissance et de la puissance réactive.

- **Analyse des résultats**

La figure (III.21.a) montre bien la validité de la commande appliquée et le découplage entre les puissances active et réactive. Cette dernière suit bien les références imposées respectivement 0VAR : de 1.5 à 2s, 1kVAR : de 2s à 3s et 2kVAR : de 3s à 4.5s.

Dans la première plage, la puissance réactive est nulle, par conséquent, les tensions du réseau et les courants sont en phase, ce qui est vérifié sur les figures (III.21.b et c). Par contre, lorsque la puissance réactive devient 1kVAR, on remarque bien un déphasage qui commence exactement à l'instant de modification de la référence de la puissance réactive (2s), figure (III.21.c).

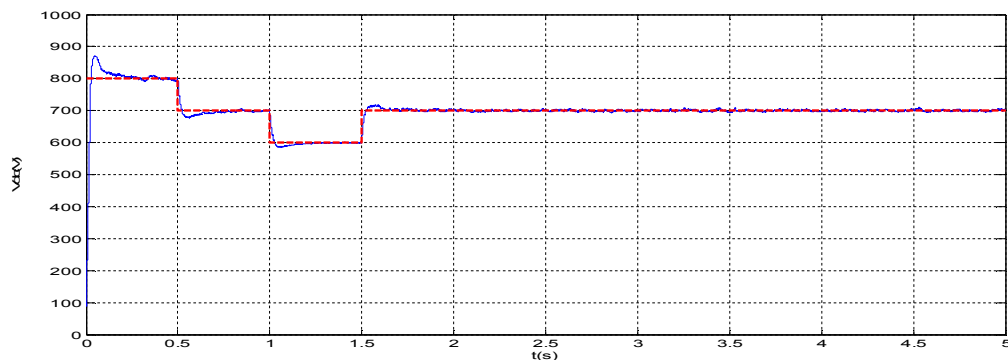
Lorsque la puissance réactive suit la référence (2kVAR), la valeur du déphasage augmente car ces deux grandeurs sont proportionnelles, figure (III.21.d).

Avec toutes ces variations, les autres commandes restent assurées ainsi que la tension du bus continu qui suit bien sa référence, figure (III.21.e).

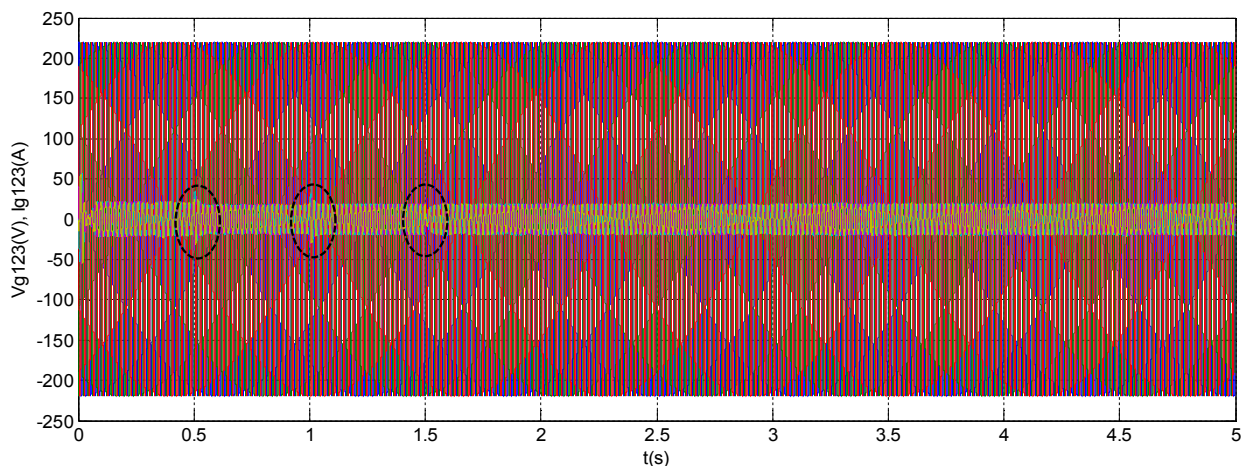
Le prochain test sera sur la variation de la tension du bus continu.

III.6.3. Performance de l'éolien vis-à-vis la variation de V_{dc}

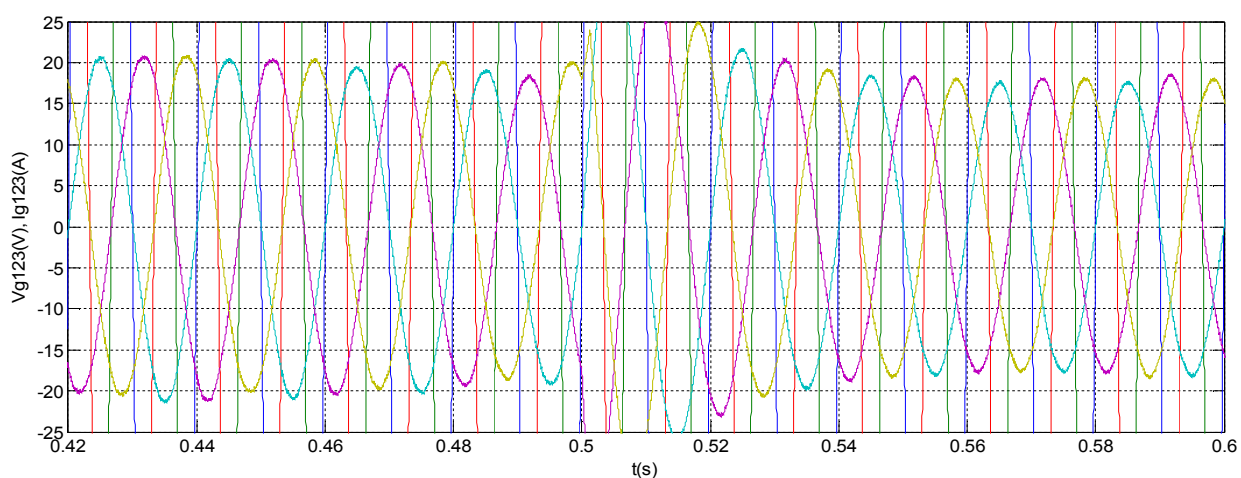
Les figures (III.22. a, b et c) représentent l'influence de modifications de la valeur de tension de référence du bus continu sur la commande et la puissance injectée au réseau (les trois courants injectés au réseau) [53].



(a) Variation de tension du bus continu



(b) Tensions du réseau et courants injectés



(c) Zoom des courants injectés

Figure III.22. Variation de la valeur du bus continu.

- **Analyse des résultats**

La figure (III.22.a) montre que la valeur de tension du bus continu suit bien les références imposées, et donc sa commande est validée. La commande des courants est également assurée, avec une amplitude qui augmente proportionnellement avec la valeur de la tension de référence, puisque l'écoulement de puissance devient plus important pour les valeurs les plus élevées de la tension du bus continu, par contre, la valeur de la tension supportée par les semi-conducteurs doit être prise en considération.

Nous constatons que l'influence de modifications des valeurs de V_{dc} est sur la puissance et l'amplitude des courants injectés au réseau, ceci dépend du dimensionnement des composants de la chaîne.

III.6.4. Performance de l'éolien vis-à-vis de variations de la résistance statorique

Les figures (III.23) et (III.24) représentent l'influence de variations de la résistance statorique sur la commande du bus continu et la puissance injectée au réseau (sous forme de courants),

Notons que ces résultats font l'objet de la publication [53].

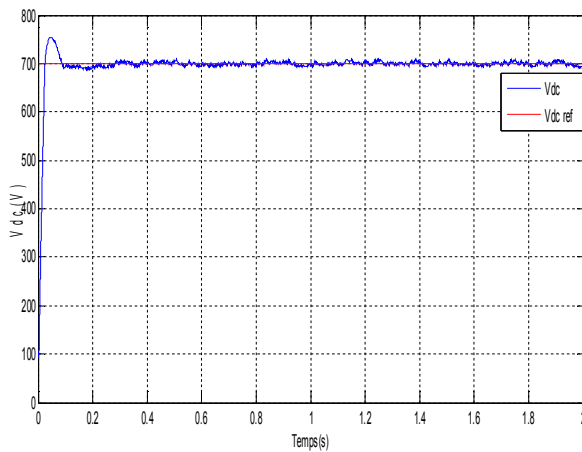
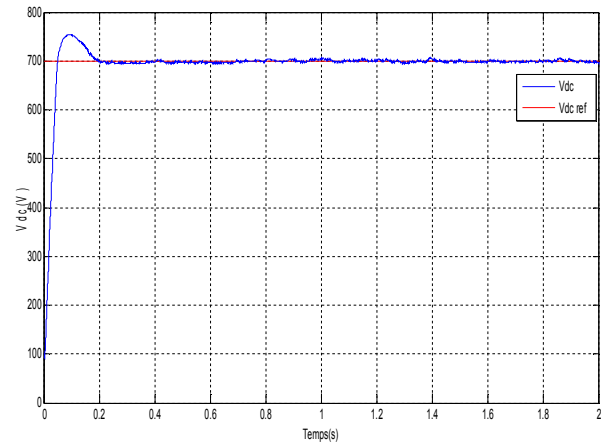
(a) Cas ($R_s+10\%R_s$)(b) Cas ($R_s-10\%R_s$)

Figure III.23. Tension du bus continu.

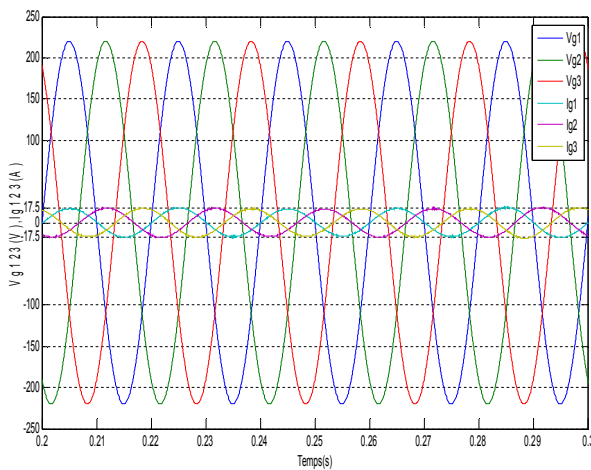
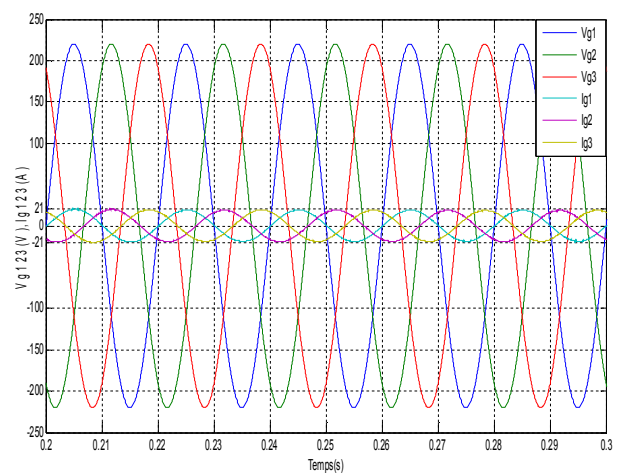
(a) Cas ($R_s+\Delta R_s$)(b) Cas ($R_s-\Delta R_s$)

Figure III.24. Tensions du réseau et les courants injectés au réseau.

• Analyse des résultats

Il est noté que la tension du bus continu est bien réglée à sa valeur de référence dans les deux cas, mais avec des dynamiques différentes dues à la variation des paramètres de correcteurs dans les boucles de régulation, (figures (III.23.a,b)). Ces figures montrent que les courants injectés au réseau sont sinusoïdaux et en phase avec les tensions, donc la commande reste bien assurée. L'amplitude des courants injectés au réseau est inversement proportionnelle à la valeur de la résistance, car l'augmentation de cette dernière fait augmenter les pertes par effet Joule et par conséquent la dégradation de la puissance injectée. Nous constatons que l'impact des variations de R_s sur le bus continu est assez faible. Par contre, elle influe sur la puissance et l'amplitude des courants injectés au réseau.

Dans le but de réduire l'influence de variation des paramètres et la sensibilité de la commande, on a fait une autre contribution par un développement d'une commande du côté réseau plus robuste et qu'elle n'a pas besoin ni de paramètres de régulateur 'PI' pour les courants, ni même de la boucle

de verrouillage de phase (PLL) [2, 47, 86]. Les figures suivantes représentent le schéma fonctionnel et les résultats de simulation de la (PLL), figures (III.25) et (III.26).

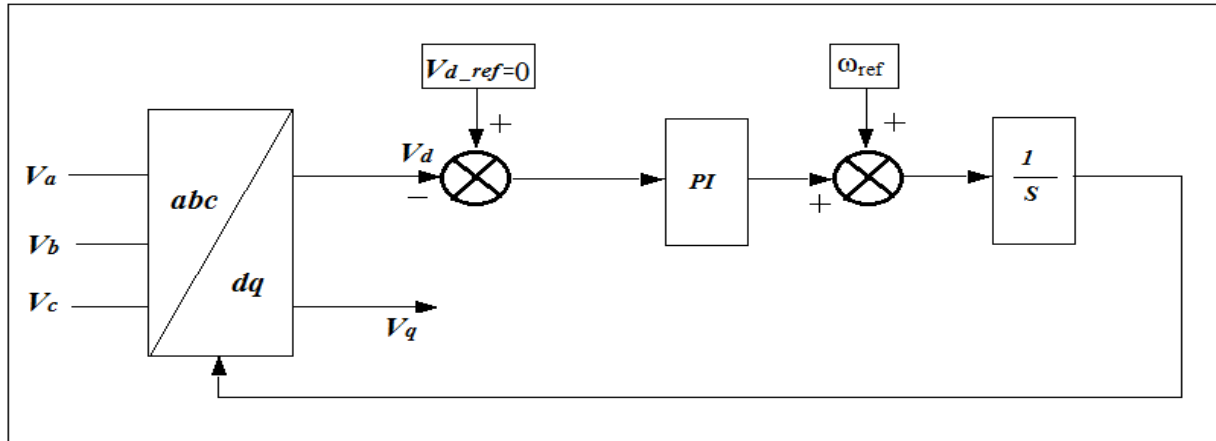


Figure III.25. Schéma fonctionnel de la boucle de verrouillage de la phase (PLL).

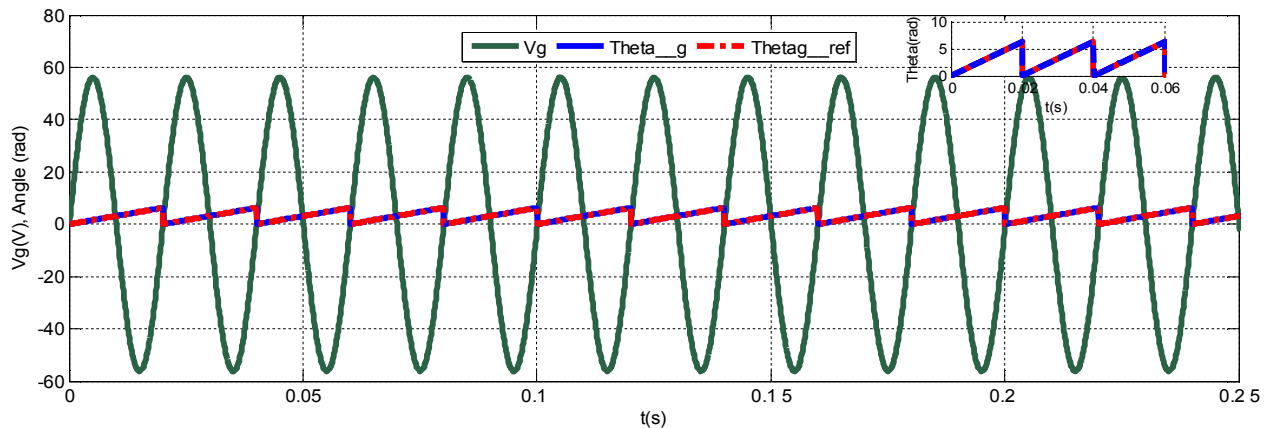


Figure III.26. Résultat de simulation de la boucle de verrouillage de phase (PLL).

Cette boucle est utilisée pour assurer la synchronisation de la tension de sortie de l'onduleur avec celle du réseau. Elle impose que la tension en direct soit égale à zéro à l'aide d'un correcteur PI , ce qui permet le découplage des courants et des puissances active et réactive. Malgré que la PLL est très nécessaire dans la commande vectorielle et la commande directe de puissance (DPC), sachant que cette dernière est plus robuste que la commande vectorielle [87], la commande développée élimine tous les correcteurs PI s, ce qui ajoute plus de robustesses par rapport ces deux commandes.

Dans la partie suivante, nous détaillons cette commande.

III.7. Commande du côté réseau sans boucle de verrouillage de phase (PLL)

Dans cette partie, nous détaillons cette commande développée côté réseau. Elle présente l'avantage d'être simple, robuste et avec un temps de calcul réduit, puisque elle ne nécessite pas la boucle PLL, ou cette dernière utilise un correcteur ' PI ' qui peut causer un retard à cause de l'action intégrale. En addition, dans cette commande développée, les correcteur ' PI ' du courant sont éliminés, ce qui augmente sa robustesse, simplifier l'implantation et réduit le temps du calcul de l'algorithme. Le schéma de cette commande est représenté sur la figure (III.27) [88].

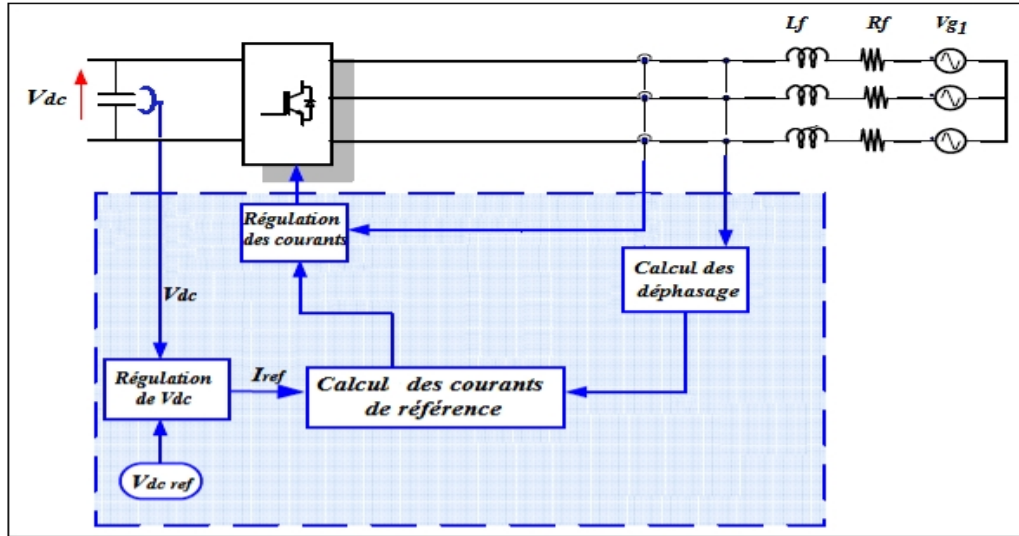


Figure III.27. Schéma de commande du côté réseau sans PLL.

Cette commande consiste à délivrer les courants de références pour réguler la tension du bus continu à partir des tensions du réseau avec un déphasage adéquat. Ensuite, ces courants sont imposés sur le système par le contrôleur à hystérésis [88].

Les trois tensions du réseau peuvent être écrites par

$$V_{abc} = V_i \sin(\theta + \varphi_i) \quad (\text{III.100})$$

$$\varphi_i = i \frac{2}{3} \pi, \quad i = [0, 1, 2] \quad (\text{III.101})$$

À partir l'équation (III.100), on peut obtenir

$$\sin(\theta + \varphi_i) = \frac{V_{abc}}{V_i} \quad (\text{III.102})$$

donc, les courants de références sont obtenus directement comme suit

$$I_{abc_ref} = I_i \sin(\theta + \varphi_i) \quad (\text{III.103})$$

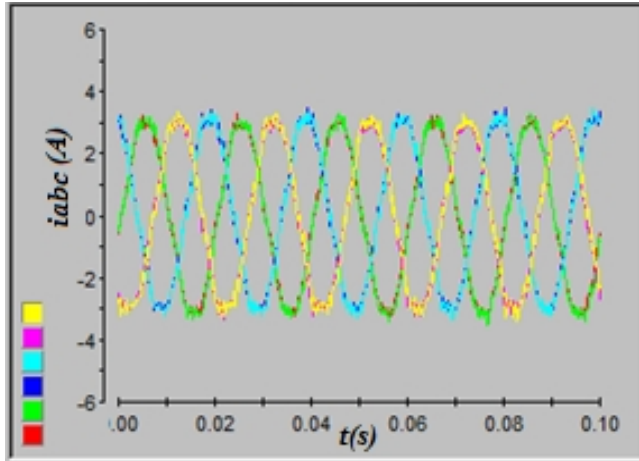
avec I le courant obtenu de la correction du bus continu.

Ces courants de référence sont ensuite imposés sur ceux mesurés.

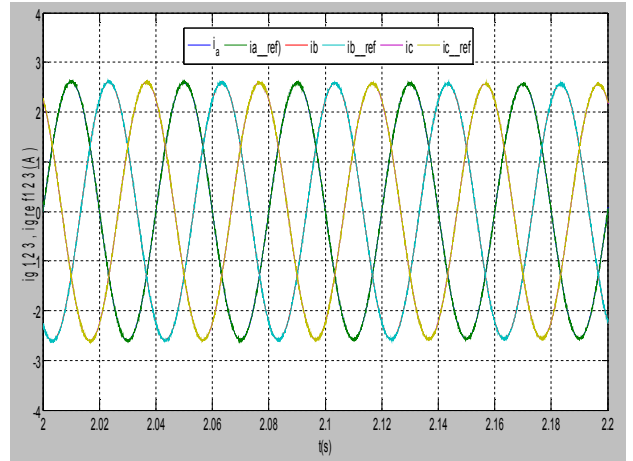
Afin d'examiner la sensibilité et la validité de cette commande dans la chaîne éolienne, on a implanté la commande côté réseau sans la boucle de verrouillage de phase sur le banc d'essai réalisé en temps réel. En utilisant les mêmes paramètres réels et le même pas de simulation (0.0002s), les résultats de simulation et la validation expérimentale de cette commande sont présentés dans la figure (II.28).

III.7.1. Validation expérimentale et résultats de simulation

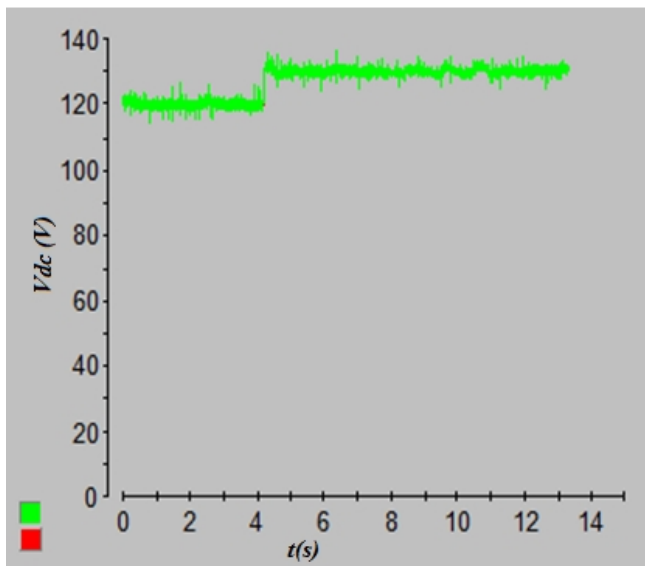
En utilisant les mêmes paramètres réels et le même pas de simulation (0.0002s), les résultats de simulation et de la validation expérimentale de cette commande sont présentés dans la figure suivante (II.28).



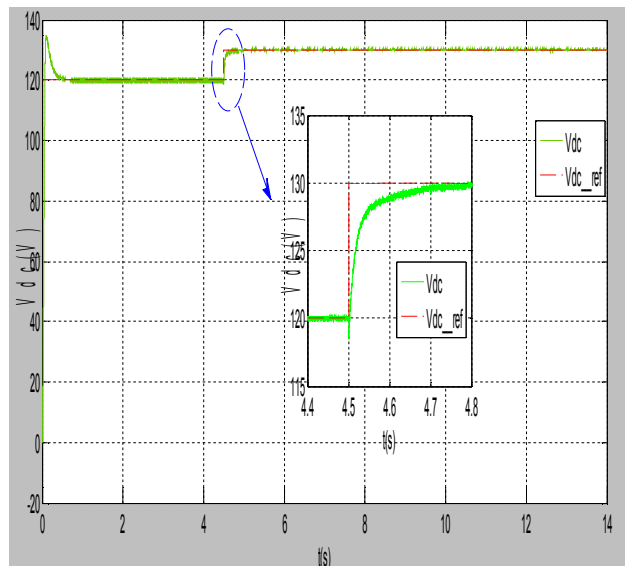
(a.1) Courants avec les références (Pratique)



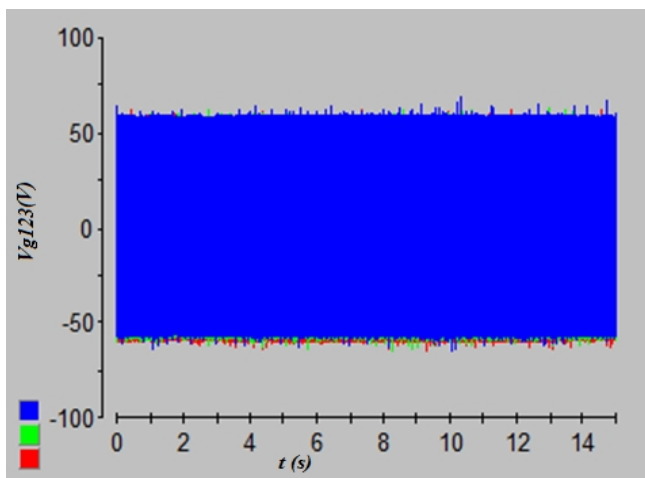
(a.2) Courants avec les références (Simulation)



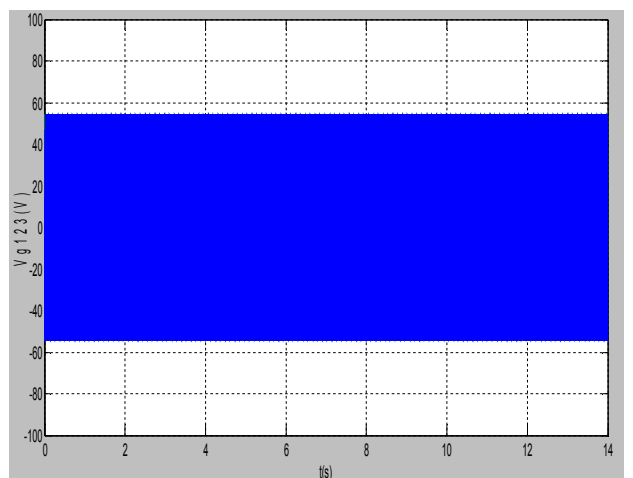
(b.1) Tension du bus continu



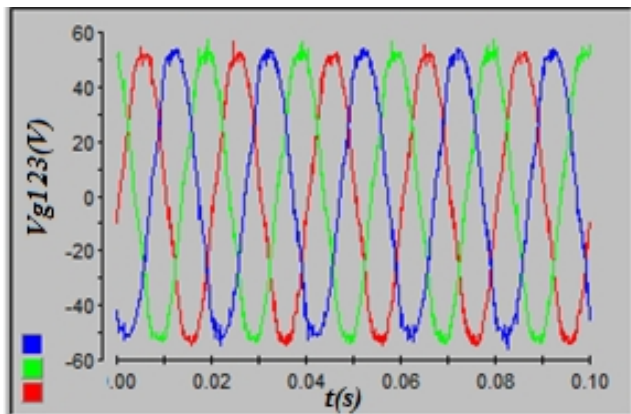
(b.2) Tension du bus continu



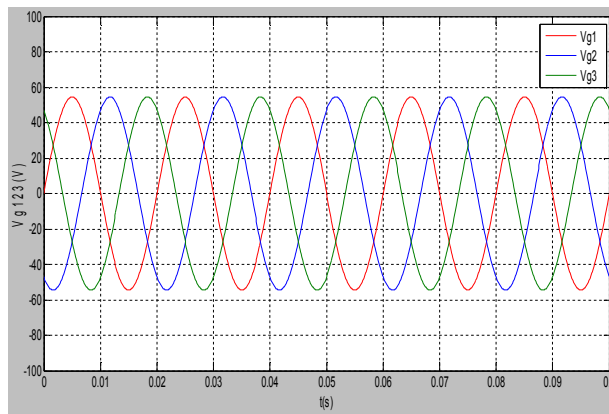
(c.1) Tensions du réseau



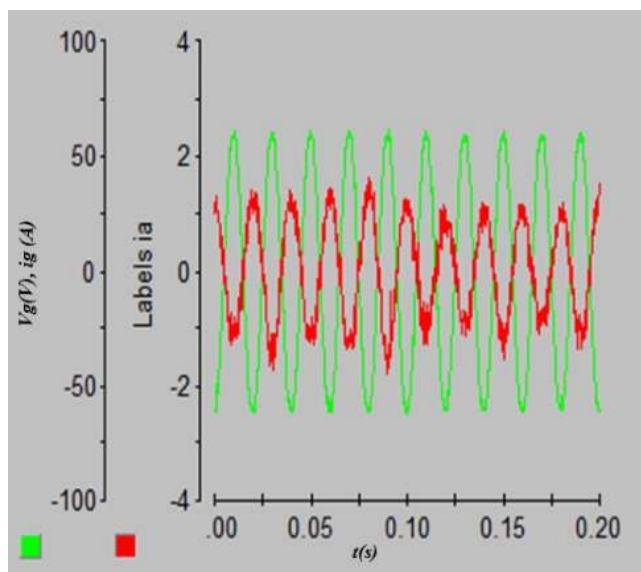
(c.2) Tensions du réseau



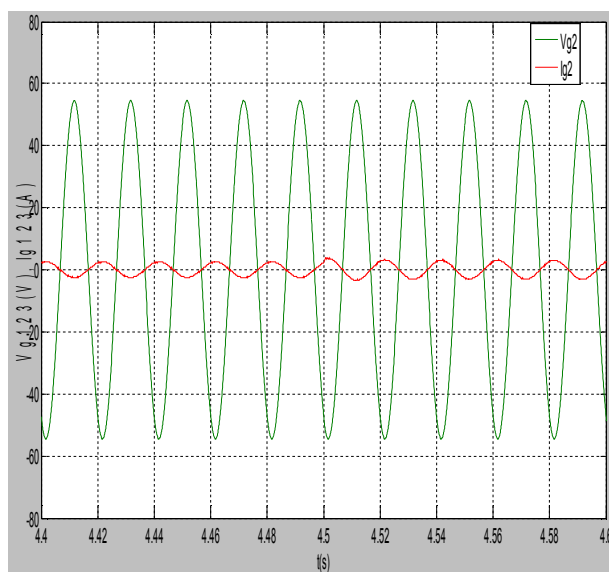
(d.1) Zoom des tensions du réseau (Pratique)



(d.2) Zoom des tensions du réseau (Simulation)



(e.1) Tension du réseau et courant injecté d'une phase



(e.2) Tension du réseau et courant injecté d'une phase

Figure III.28. Simulation et validation expérimentale de la commande du côté réseau sans PLL.

• Analyse des résultats

La figure (III.28) montre bien que les résultats de simulation et ceux expérimentaux sont quasiment identiques, ce qui prouve la validité de la commande appliquée ainsi que l'exactitude du modèle mathématique et les méthodes d'identification des paramètres.

On remarque que les courants suivent bien leurs références, ce qui assure une bonne régulation de tension du bus continu et l'injection au réseau.

D'après les figures (III.28, b.1 et b.2), malgré les différentes variations de vitesse du vent, il est clair que la tension du bus continu est stable et bien ajustée à sa valeur de référence, en plus, elle est sans dépassement à 4.5s. Cette dernière présente une amélioration par rapport à celle remarqué dans la commande précédente (figure.III.22.a). Cela ajoute la robustesse et l'avantage d'augmenter la durée de vie des composants et la fiabilité du système. En plus, la dynamique est assez rapide.

Sur la figure (III.28.b.2), on observe un dépassement au début. Il est justifié par le premier chargement de condensateur, puisque il est initialement déchargé. Par contre, en pratique, ce n'est pas le cas.

On observe sur les figures (III.28.c et d) que les tensions du réseau sont sinusoïdales. Néanmoins, les tensions réelles présentent quelques harmoniques et des bruits de mesure, ce qui influe sur la qualité des courants injectés, car les lois de commande sont générées à partir de ces mesures.

Les figures (III.28, e.1, e.2) montrent que l'injection des courants au réseau est bien assurée avec des courants sinusoïdaux et en phase avec les tensions malgré les différentes variations de vitesse du vent.

Les résultats des simulations obtenus sont très satisfaisants. Par ailleurs, ces résultats sont été détaillés dans le dernier chapitre et validés également en temps réel à l'aide de la carte dSPACE1104 dans le banc d'essai créé au laboratoire. Les résultats obtenus par simulation et réalisation pratique confirment bien la validité du modèle mathématique développé avec une robustesse de la commande sous une vitesse de vent variable [88].

III.8. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de modéliser et commander les différents éléments du système de conversion d'énergie éolienne (générateur synchrone à aimants permanents, redresseur commandé et l'onduleur) jusqu'à l'injection au réseau.

En premier lieu, nous avons donné une brève description de la machine synchrone à aimants permanents. Ensuite, nous avons abordé la modélisation de la machine synchrone dans sa structure générale avant d'arriver à un modèle définitif du GSAP utilisé au cours de ce travail. La démarche de la modélisation de la machine synchrone à aimants permanents a été abordée en vue d'utiliser cette machine dans la production d'énergie électrique éolienne. Ce modèle a été validé par les résultats de simulation pour le générateur à vide, puis en charge. On a constaté aussi que la puissance électrique fournie à la charge et sa fréquence sont directement liées à la puissance mécanique d'entraînement. Comme la puissance mécanique dans les éoliennes est fournie par le vent (une source aléatoire), le contrôle du générateur et les grandeurs électriques est devenu nécessaire.

Le GSAP a été commandé par la commande vectorielle pour imposer la vitesse optimale de la commande de la turbine, et donc imposer le couple optimal afin d'optimiser la puissance captée du vent. Le redresseur MLI a été commandé par les références de la commande vectorielle. L'onduleur triphasé nous a permis de commander le bus de tension continue et de fournir seulement la puissance active au réseau avec un facteur de puissance unitaire.

Ensuite, nous avons simulé sous le logiciel Matlab-Simulink, le modèle global de la chaîne. La validité des modèles mathématiques du système étudié a été vérifiée par les résultats de simulation, ces derniers ont montré la possibilité d'extraire le maximum de puissance de l'énergie du vent et de l'injecter au réseau avec la possibilité de contrôler le facteur de puissance et la puissance réactive.

Après, nous avons fait des tests de variation de la résistance statorique et la modification de la tension du bus continu afin de prévoir le comportement de la chaîne éolienne et découvrir la validité de la commande. Nous avons constaté que la puissance injectée au réseau devient importante pour les petites valeurs de la résistance statorique et les grandes valeurs du bus continu.

Enfin, nous avons amélioré la commande côté réseau par l'implantation d'une commande plus robuste vis-à-vis les variations des paramètres, en plus, elle ne nécessite pas la boucle de verrouillage de phase (PLL). Cette commande a été simulée et validée en temps réel.

Les résultats des simulations obtenus ont été commentés, ils sont très satisfaisants en les comparant à ceux trouvés dans la littérature [19, 53]. En addition, ces résultats ont été validés expérimentalement à l'aide de la carte dSPACE1104 dans le banc d'essai créé au laboratoire. Les résultats obtenus par simulation et réalisation pratique sont identiques et ils confirment bien la validité du modèle mathématique développé et la robustesse de la commande sous une vitesse de vent variable.

En outre, les stratégies de commande étudiées peuvent être appliquées sur le système étudié en utilisant le GSAP qui nous a donné de bonnes performances notamment le court temps de réponse ce qui adapte la chaîne rapidement avec les variations de vitesse du vent.

Afin d'améliorer plus les performances de la chaîne éolienne et de pouvoir transférer les grandes puissances avec un système moins cher, fiable et plus simple, nous avons proposé, analysé et étudié une nouvelle configuration pour le système éolien dans le chapitre suivant. Dans ce dernier, nous allons établir les modèles analytiques et les commandes des convertisseurs statiques multi niveaux du type multicellulaire série, ensuite, ces convertisseurs sont associés au système éolien avec comparaisons des performances.

Chapitre IV

CONVERTISSEURS MULTICELLULAIRES ET LEUR INTEGRATION DANS UN SYSTEME EOLIEN

IV.1. Introduction	105
IV.2. Structure d'un convertisseur multicellulaire série	105
IV.3. Modélisation des convertisseurs multicellulaires série	107
IV.3.1. Hypothèses	107
IV.3.2. Modélisation d'un onduleur multicellulaire série monophasé	107
IV.4. Commande des convertisseurs multicellulaires série monophasés	113
IV.4.1. Commande d'un onduleur multicellulaire série monophasé	113
IV.4.2. Analyse et comparaison des onduleurs monophasés	114
IV.5. Commande des convertisseurs multicellulaires série triphasés	118
IV.5.1. Structure et commande d'un onduleur multicellulaire série triphasé	118
IV.5.2. Commande de Lyapunov des convertisseurs multicellulaires série (BF)	119
IV.6. Association et performances des convertisseurs multicellulaires série dans un système éolien	120
IV.6.1. Performance de la chaîne éolienne utilisant un onduleur multicellulaire série	120
IV.6.2. Performance de la chaîne éolienne utilisant un onduleur classique	125
IV.6.3. Comparaison des performances des deux systèmes éoliens	129
IV.7. Comparaison des performances de la chaîne éolienne utilisant différentes topologies	130
IV.8. Conclusion	132

«L'imagination est plus importante que le savoir».

[Albert Einstein]

CHAPITRE.IV

CONVERTISSEURS MULTICELLULAIRES ET LEUR INTEGRATION DANS UN SYSTEME EOLIEN

IV.1. Introduction

Les convertisseurs statiques de puissance, associés aux machines à courant alternatif, sont actuellement très largement utilisés comme une interface de connexion avec le réseau ou la charge pour profiter au maximum des capacités de ces machines. Les progrès en matière de semi-conducteur ont permis la réalisation des convertisseurs statiques de plus en plus performants. L'évolution des techniques numériques de commande permet d'exécuter des algorithmes complexes de contrôle des convertisseurs. Cependant, les valeurs souvent élevées de la tension côté réseau nécessitent soit l'augmentation des calibres des semi-conducteurs pour qu'ils supportent des tensions plus importantes et des courants plus élevés, soit l'insertion d'un transformateur qui permet l'adaptation et la réduction des contraintes de tension. Néanmoins, la première solution augmente les pertes de commutations et dégrade les performances en termes de fréquence de commutation et donc la qualité des courants; et la deuxième, présente l'inconvénient d'augmentation de volume et du coût [89]. Dans ce contexte, on a proposé et développé une bonne topologie pour le système éolien, basée sur les convertisseurs multicellulaires série qui permet d'améliorer les performances et supporter les hautes tensions sans avoir besoin d'un nombre élevé de composants comme le convertisseur NPC, en addition, le convertisseur multicellulaire série peut fonctionner en mode hacheur et onduleur monophasé ou triphasé [39, 90-94].

Ce chapitre fait l'objet d'une étude et modélisation des convertisseurs multicellulaires série dans la chaîne éolienne. Ce chapitre est composé de deux parties:

La première partie, est consacrée à l'étude de fonctionnement et la modélisation de l'onduleur monophasé multicellulaire série à cinq et à neuf niveaux en boucle ouverte, puis une comparaison est faite avec l'onduleur classique à deux niveaux.

Dans la deuxième partie, nous avons étudié le fonctionnement de l'onduleur multicellulaire série triphasé en boucle fermée en appliquant la commande directe de *Lyapunov*, ensuite, on a introduit une configuration très performante dans la chaîne éolienne par l'association du convertisseur multicellulaire série au système éolien. Enfin, on a simulé toute la chaîne éolienne pour étudier leur influence sur l'amélioration des performances, et une comparaison est faite avec l'association de l'onduleur classique à deux niveaux dans les mêmes conditions.

IV.2. Structure d'un convertisseur multicellulaire série

La structure originale d'un convertisseur multicellulaire est récemment développée au début des années 90 par des chercheurs français. Un onduleur multicellulaire série est constitué d'une source de tension d'alimentation continue, et des paires de semi-conducteurs séparés par des condensateurs

flottants, chaque paire d'interrupteurs constitue une cellule de commutation, ces cellules sont en séries avec la charge. Les états des cellules sont complètement indépendants, alors on peut réaliser n'importe quelle combinaison sans réduire la durée de vie du système. Les commandes des interrupteurs de chaque cellule sont complémentaire afin d'éviter le court-circuit des sources de tension, figure (IV.1) [93, 95, 96]:

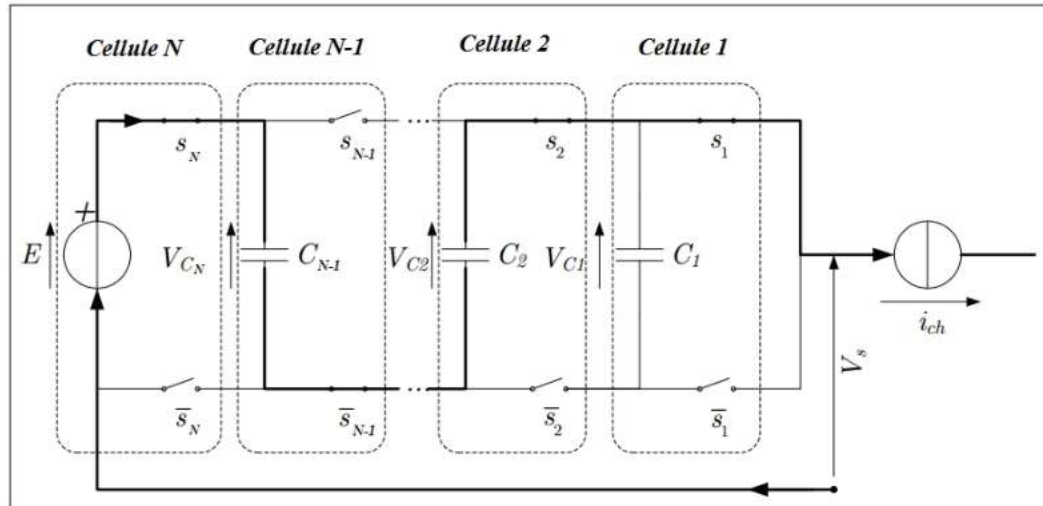


Figure IV.1. Structure d'un bras multicellulaire série de $(N+1)$ niveaux.

Le principe de ce type de convertisseur est de diviser la tension du bus continu en plusieurs sources de tension élémentaires, cela permet le fonctionnement avec des tensions d'alimentation élevées tandis que les semi-conducteurs associés ont une tenue en tension plus petite que la tension d'alimentation. Cela permet l'utilisation de composants supportant des tensions plus faibles, par conséquent, la réduction du coût et l'augmentation en fréquence. Les condensateurs présentent des sources de tensions flottantes, ce qui permet d'assurer une bonne répartition de la tension sur chaque interrupteur sans avoir besoin des sources d'alimentations coûteuses. Mais une bonne répartition des contraintes nécessite une régulation des tensions flottantes.

La structure du convertisseur multicellulaire permet de monter facilement en puissance et en tension en augmentant le nombre de cellules, de plus, il permet simplement d'avoir plus de niveaux de tension en sortie (égale à nombre des cellules plus un), ce qui améliore la qualité des courants en terme d'harmoniques et la longévité de la charge; il facilite, en outre, le filtrage avec une réduction du coût et le volume du filtre.

Dans le fonctionnement normal du convertisseur multicellulaire de N cellule alimenté par une tension continue (E), la tension de chaque cellule de commutation est similaire et égale à (E/N) . Chaque interrupteur bloqué doit maintenir à ses bornes une tension maximum égale à (E/N) .

Soit (i) , l'indice représentant l'ordre de la source de tension flottante (le sens croissant est de la charge vers la source d'alimentation) avec $i [1, N-1]$, chaque source de tension flottante devra égale une valeur de référence selon l'équation suivante :

$$V_{ci} = i \cdot \frac{E}{N} \quad (\text{IV.1})$$

Le tableau suivant résume les caractéristiques principales d'un convertisseur multicellulaire :

Variables	Valeur
Valeur de la tension d'alimentation	E
Nombre des cellules associées	N
Nombre des niveaux de la tension en sortie	$N+1$
Nombre des condensateurs	$N-1$
Nombre d'états possibles	2^N
Tension de référence de condensateur (i)	$V_{ci}=i.E/N$
Tension de référence des cellules	$V_{cel}=E/N$

Tableau IV.1. Grandeurs caractéristiques d'un convertisseur multicellulaire série.

D'après la figure (IV.1) et le tableau (IV.1), on peut constater qu'on peut monter facilement en niveaux de tension et puissance avec un nombre de condensateurs relativement bas. Cependant, le bon fonctionnement du convertisseur nécessite de passer par la modélisation et la commande du système et des condensateurs. Cela est détaillé dans les paragraphes qui suivent.

IV.3. Modélisation des convertisseurs multicellulaires série

IV.3.1. Hypothèses

Afin de faciliter la modélisation et réduire le temps de simulation, il est important de faire les hypothèses suivantes:

- Les interrupteurs sont parfaits (temps mort nul, temps de commutation nul, courant de fuite nul).
- Les sources de tension sont supposées parfaites : l'impédance série est nulle.
- La tension d'alimentation continue et constante.
- Le condensateur est initialement déchargé.
- La charge triphasée et le comportement du réseau triphasé sont équilibrés.
- Les tensions des condensateurs sont supposées suffisamment dimensionnées pour être considérées comme constantes sur la petite période (période de découpage).

IV.3.2. Modélisation d'un onduleur multicellulaire série monophasé

Afin de simplifier l'étude, on a commencé par le cas monophasé. L'onduleur multicellulaire série monophasé est un convertisseur statique autonome qui assure la conversion des grandeurs continues aux grandeurs alternatives (tension et courant), (figure. IV.2).

Etant donné que la cellule peut être considérée comme un système binaire. Les états des interrupteurs doivent respecter les principes fondamentaux d'interconnexion des sources suivantes:

- ✓ Une source de tension ne doit jamais être mise en court-circuit, mais elle peut être en circuit ouvert;
- ✓ Une source de courant ne doit jamais être mise en circuit ouvert, mais elle peut être en court-circuit;
- ✓ Les sources de même nature ne peuvent pas être connectées entre elles, mais des sources de natures différentes peuvent se connecter entre elles (tension-courant).

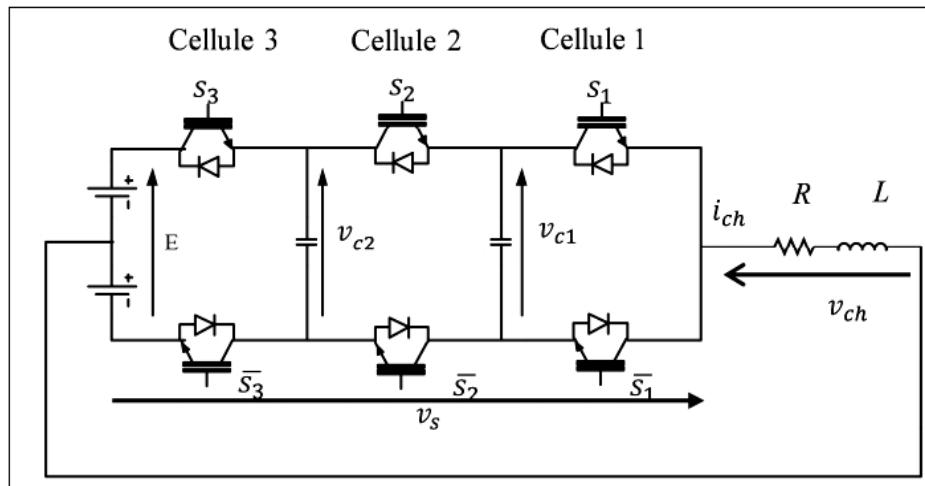


Figure IV.2. Onduleur multicellulaire série à trois cellules et quatre niveaux.

Afin de respecter les règles d’interconnexion des sources, les signaux de commande des interrupteurs de chaque cellule \bar{S}_i et S_i devront être de nature complémentaire. Ainsi, une cellule élémentaire de commutation ne peut présenter que deux états.

IV.3.2.1. Evolution des tensions des condensateurs et des cellules

Pour connaître l’évolution d’une tension d’un condensateur (V_{ci}), il faut tenir compte de l’état de ses deux cellules adjacentes (i et $i+1$). La structure élémentaire déterminant l’évolution de la tension du condensateur est représentée sur la figure. (IV.3).

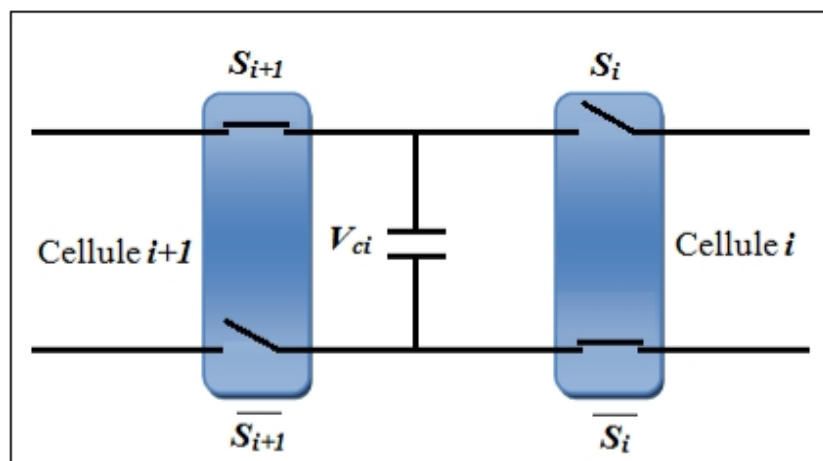


Figure IV.3. Structure élémentaire agissant sur la tension du condensateur.

Le courant dans le condensateur est donné par l’expression suivante:

$$i_{ci}(t) = C_i \cdot \frac{dV_{ci}}{dt} \tag{IV.2}$$

Alors, la dérivée de la tension du condensateur V_{ci} est en fonction de δ :

$$\frac{dV_{ci}}{dt} = \frac{i_{ci}}{C_i} \cdot \delta_i \tag{IV.3}$$

avec:

$$\delta_i = S_{i+1} - S_i \tag{IV.4}$$

où: $S=1$ si l'interrupteur haut est fermé ;

$S=0$ si l'interrupteur haut est ouvert.

avec $\delta_i = S_{i+1} - S_i$, δ_i c'est le sens du courant dans le condensateur i .

Les différentes configurations possibles sont présentées sur la figure (IV.4) et résumées dans le tableau suivant:

Etat	S_{i+1}	S_i	δ_i
<i>a</i>	0	0	0
<i>b</i>	0	1	-1
<i>c</i>	1	0	1
<i>d</i>	1	1	0

Tableau IV.2. Différentes configurations aux bornes d'un condensateur.

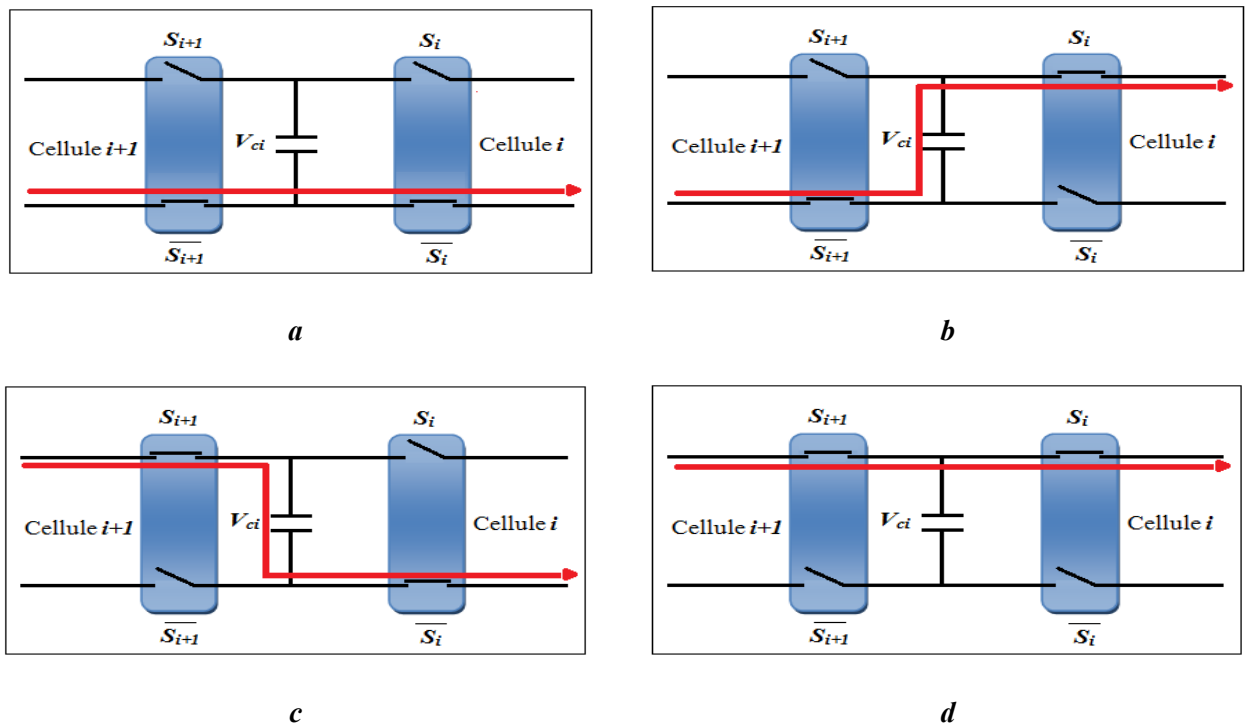


Figure IV.4. Différentes configurations des cellules aux bornes d'un condensateur.

En prenant comme convention, le sens positif du courant lors que le condensateur est considéré comme récepteur et dans le cas contraire, le condensateur est considéré comme générateur.

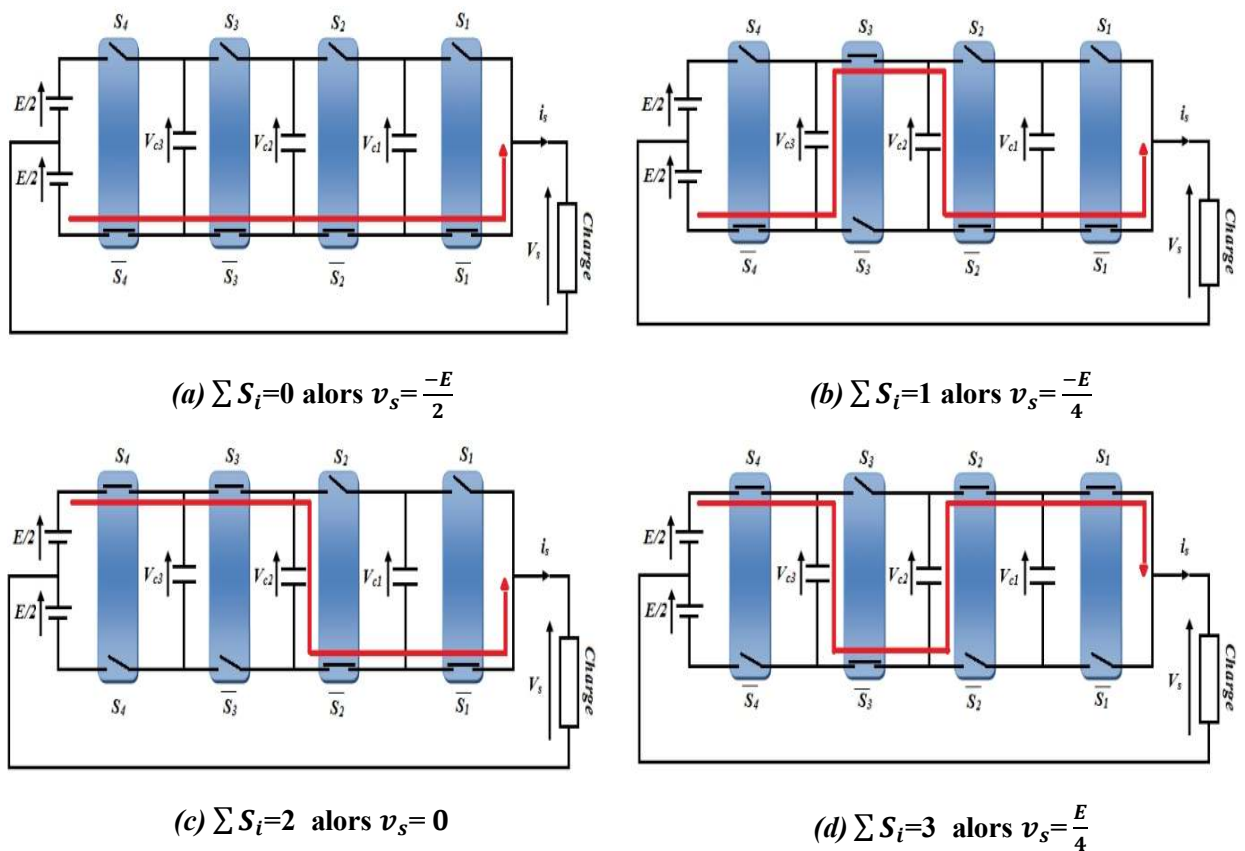
D’après la figure (IV.4) et le tableau (VI.2), on constate qu’on peut contrôler les sources des tensions élémentaires à leurs valeurs de références par une commande adéquate appliquée sur les cellules.

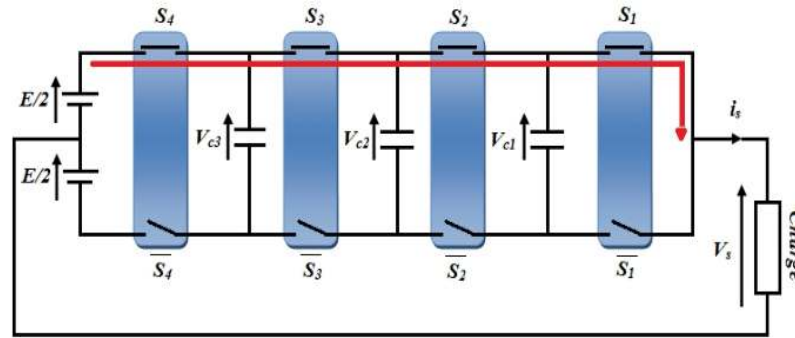
IV.3.2.1. Evolution de la tension de sortie et la production des niveaux

Afin de mieux comprendre la création des niveaux de tension de sortie, on a associé un cas du convertisseur à quatre cellules pour (N=4). Alors, les tensions de références des condensateurs sont alors respectivement :

$$\begin{cases} V_{c1réf} = \frac{E}{N} \\ V_{c2réf} = 2 \cdot \frac{E}{N} \\ V_{c3réf} = 3 \cdot \frac{E}{N} \end{cases} \quad (IV.5)$$

La figure (IV.5) donne les configurations principales pour un onduleur multicellulaire série à quatre cellules et cinq niveaux de tension de sortie V_s . Cette dernière peut être exprimée en fonction des états des interrupteurs, équations (IV.13).





$$(e) \sum S_i=4 \text{ alors } v_s = \frac{E}{2}$$

Figure IV.5. Configurations principales d'un onduleur (N=4).

On peut résumer les configurations possibles dans le tableau (III.2) qui donne les différents niveaux de V_s pour $N=4$.

Etat	S_4	S_3	S_2	S_1	V_s
1	0	0	0	0	$-E/2$
2	0	0	0	1	$-E/4$
3	0	0	1	0	$-E/2$
4	0	0	1	1	0
5	0	1	0	0	$-E/4$
6	0	1	0	1	0
7	0	1	1	0	0
8	0	1	1	1	$E/4$
9	1	0	0	0	$-E/4$
10	1	0	0	1	0
11	1	0	1	0	0
12	1	0	1	1	$E/4$
13	1	1	0	0	0
14	1	1	0	1	$E/4$
15	1	1	1	0	$E/4$
16	1	1	1	1	$E/2$

Tableau IV.3. Etats possibles d'un convertisseur à cinq niveaux (N=4).

Nous pouvons alors voir que plusieurs configurations sont équivalentes à un même niveau de tension obtenu, c'est à dire que nous pouvons avoir tous les niveaux de tension en sortie avec un nombre réduit de configurations du bras. Cela permet de simplifier la commande, mais d'abord on commence par la modélisation du convertisseur multicellulaire.

IV.3.2.1. Modèle des convertisseurs multicellulaires série

L'objectif de la modélisation est de trouver une relation entre les grandeurs de commande et les grandeurs électriques de la partie alternative et continue du convertisseur.

Pour simplifier l'étude, nous avons considéré la modélisation d'un bras du convertisseur multicellulaire à trois cellules représenté sur la figure (IV.6). Pour ce qui suit, nous utilisons pour la modélisation seulement le modèle instantané, puisqu'il prend en compte exactement l'état de l'interrupteur (passant ou bloqué) à chaque instant. En effet, tous les phénomènes harmoniques et les grandeurs électriques du convertisseur multicellulaire seront représentés dans ce modèle [97].

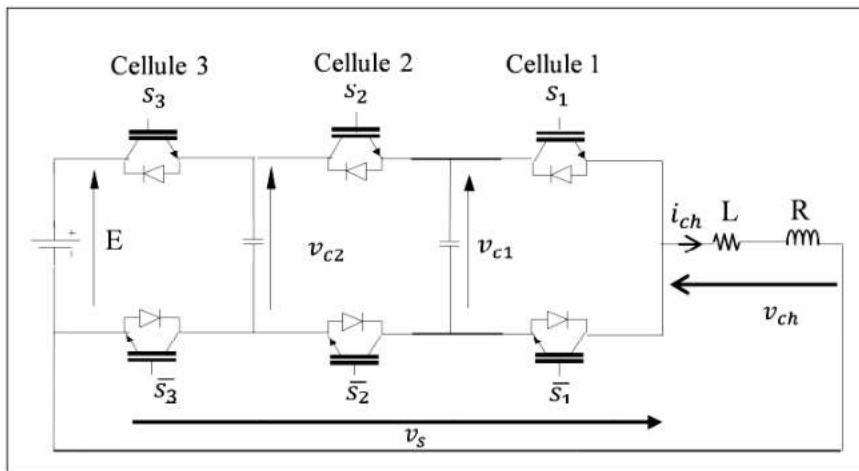


Figure IV.6. Convertisseur à trois cellules (N=4).

La tension aux bornes des condensateurs parcourus par un courant électrique est donnée par :

$$V_{ci} = \frac{1}{C_i} \int_{t_0}^{t_1} i_{ci}(t) dt + V_{c0} \tag{IV.6}$$

Alors, l'évolution de la tension aux bornes des condensateurs flottants devient selon l'état des interrupteurs des cellules de commutation et le courant de sortie.

Le courant est donc fonction des signaux de commande des interrupteurs comme suit.

$$i_{ci} = [S_{i+1} - S_i] i_s \tag{IV.7}$$

Nous obtenons l'équation régissant l'évolution de la tension du condensateur :

$$\frac{dV_{ci}}{dt} = \frac{1}{C_i} [S_{i+1} - S_i] i_s \tag{IV.8}$$

La tension des cellules est donnée par l'équation suivante [97]:

$$V_{celi} = V_{ci} - V_{c(i-1)} = \frac{E}{N} \tag{IV.9}$$

La tension de sortie du bras du convertisseur multicellulaire est :

$$V_s = \sum_{i=1}^N S_i [V_{ci} - V_{c(i-1)}] \tag{IV.10}$$

avec la tension des condensateurs :

$$V_{ci} = i_s \cdot \frac{E}{N} \tag{IV.11}$$

alors, la tension de sortie peut être exprimée aussi par [97]:

$$V_s = \frac{E}{N} \sum_{i=1}^N S_i = V_{cel} \sum_{i=1}^N S_i \tag{IV.12}$$

Dans le cas d'un onduleur à demi-pont, la tension de sortie est exprimée comme suit :

$$V_s = -\frac{E}{2} + \frac{E}{N} \sum_{i=1}^N S_i \tag{IV.13}$$

Le courant de sortie est exprimé par la tension sur l'impédance Z :

$$i_s(t) = \frac{1}{Z} V_s(t) \quad (\text{IV.14})$$

Le courant de sortie du convertisseur multicellulaire pour une charge RL peut être donné par :

$$\frac{di_s}{dt} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^N S_i [V_{ci} - V_{c(i-1)}] - R i_s - E \quad (\text{IV.15})$$

Le modèle aux valeurs instantanées qui régissent le fonctionnement du un bras du convertisseur multicellulaire de N cellules est donné par le système d'équations suivant [92, 98]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{V}_{c1} = \frac{i_s}{C_1} (S_2 - S_1) \\ \dot{V}_{c2} = \frac{i_s}{C_2} (S_3 - S_2) \\ \vdots \\ \dot{V}_{c(N-1)} = \frac{i_s}{C_{N-1}} (S_N - S_{N-1}) \\ \dot{i}_s = \frac{1}{L} \left[-R i_s - \sum_{i=1}^{N-1} V_{ci} (S_{i+1} - S_i) + V_{cN} S_N \right] \end{array} \right. \quad (\text{IV.16})$$

Afin d'assurer le bon fonctionnement du convertisseur, les interrupteurs doivent être commandés d'une façon à mettre les condensateurs suivent leurs valeurs de références et à obtenir les grandeurs souhaitées à la sortie du convertisseur.

IV.4. Commande des convertisseurs multicellulaires série monophasés

IV.4.1. Commande d'un onduleur multicellulaire série monophasé

Les ordres de commande des composants de puissance sont donnés par la stratégie de modulation de largeur d'impulsion (MLI) comme les convertisseurs classiques. Cependant, les porteuses sont toutes régulièrement déphasées entre elles par :

$$\psi_i = (i - 1) \cdot \frac{T}{N} \quad (\text{IV.17})$$

avec : $i \in [1, N-1]$, et T représente la période de la porteuse.

Ce déphasage régulier des porteuses les unes par rapport aux autres permet d'atteindre les niveaux intermédiaires de la tension, (figure. IV.7) [91].

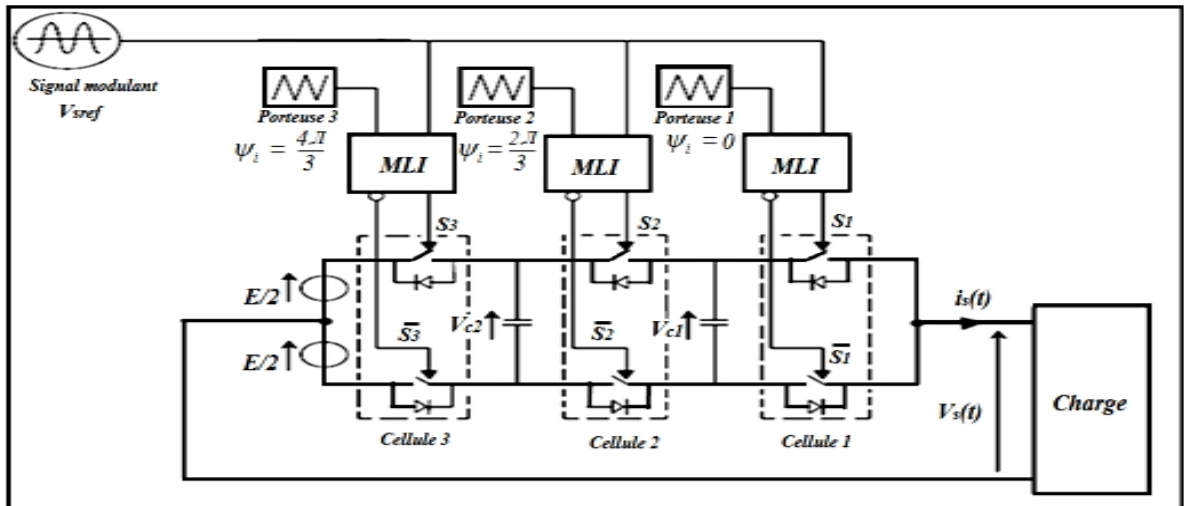


Figure IV.7. Commande d'un onduleur multicellulaire monophasé (N=3).

IV.4.2. Analyse et comparaison des onduleurs monophasés

Dans le but de découvrir les différences entre les onduleurs classiques (à deux niveaux) et les onduleurs multicellulaires série, nous avons fait une comparaison par 'Matlab simulink' entre les deux catégories en utilisant les mêmes conditions et la même commande MLI.

Mais, avant entamer la comparaison, il est très important de définir quelques paramètres liés à la qualité de la tension et du courant.

La valeur efficace du fondamentale de la tension de sortie est [99] :

$$E_F = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot r \cdot \frac{E}{2} \tag{IV.18}$$

La valeur efficace de la tension distordue est exprimée par:

$$E_{eff} = \sqrt{E_F^2 + E_H^2} \tag{IV.19}$$

où E_H : est la valeur efficace de l'ensemble des harmoniques;

E_F : est la valeur efficace du fondamentale.

La valeur efficace de l'ensemble des harmoniques E_H est donnée par la formule

$$E_H = \sqrt{\sum_{j=2}^n E_j^2} \tag{IV.20}$$

avec E_2, \dots, E_n sont respectivement les valeurs efficaces du 2^{ème}, ..., n^{ème} harmoniques.

alors, le facteur de distorsion (Total Harmonic Distorsion (THD)) d'une tension est donné par l'expression:

$$THD [\%] = \frac{E_H}{E_F} \cdot 100 = \frac{\sqrt{\sum_{j=2}^n E_j^2}}{E_F} \cdot 100 \tag{IV.21}$$

Pour l'analyse spectrale, nous avons utilisé la Transformée rapide de Fourier (Fast Fourier transform, FFT).

Les paramètres utilisés dans la simulation des deux types des convertisseurs sont les suivants :

E	R	L	r	f_{dec}	f_{mod}	m
$2000V$	50Ω	$2mH$	0.8	1000 Hz	50Hz	20

Tableau IV.4. Paramètres de simulation utilisés pour les onduleurs monophasés.

IV.4.2.1. Analyse et simulation d'un onduleur monophasé classique

C'est un onduleur à deux niveaux de tension de sortie, constitué d'un côté d'une source de tension d'alimentation à point milieu supposée idéale, et de l'autre côté de deux interrupteurs réversibles en courant; il alimente une charge (R, L) comme le montre la figure (III.8).

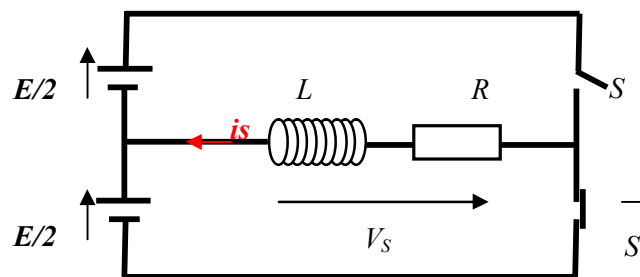


Figure IV.8. Onduleur monophasé classique.

La figure (IV.9) montre l'évolution de la tension aux bornes de la charge et son spectre harmonique.

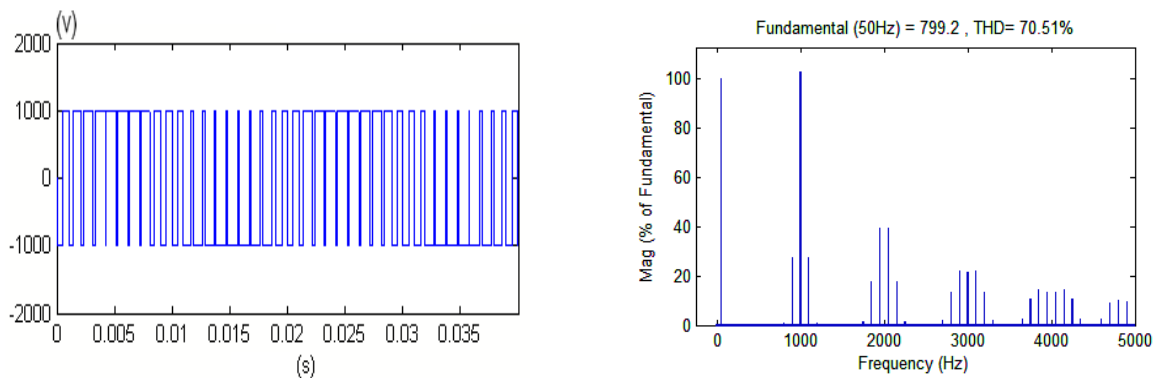


Figure IV.9. Tension de sortie et son spectre.

On remarque que la tension de sortie ne prend que deux niveaux ($E/2$) et ($-E/2$). Cette tension est pleine d'harmoniques, ce qui est montré par la valeur de (THD =70.51%). Alors elle nécessite un filtre farouche pour améliorer la qualité des grandeurs électriques.

IV.4.2.1. Analyse et simulation d'un onduleur multicellulaire série monophasé à cinq niveaux

Cet onduleur est à 4 cellules ($N=4$), et 3 condensateurs ($C1=C2=C3=50\mu F$), comme la tension d'alimentation est $E=2000V$, donc les tensions des références sont les suivantes:

$$V_{cel\,ref} = \frac{E}{N} = V_{c1\,ref} = 500V, V_{c2\,ref} = 2 \cdot \frac{E}{N} = 1000V, V_{c3\,ref} = 3 \cdot \frac{E}{N} = 1500V.$$

En gardant les mêmes paramètres précédents et la même charge, on obtient les résultats suivants pour un onduleur multicellulaire à cinq niveaux, puis un autre à neuf niveaux.

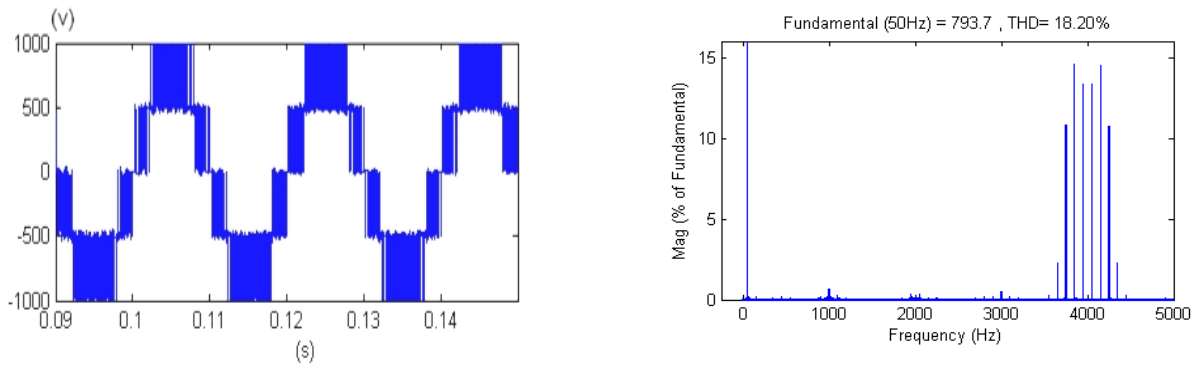


Figure IV.10. Tension de sortie et son spectre (N=4).

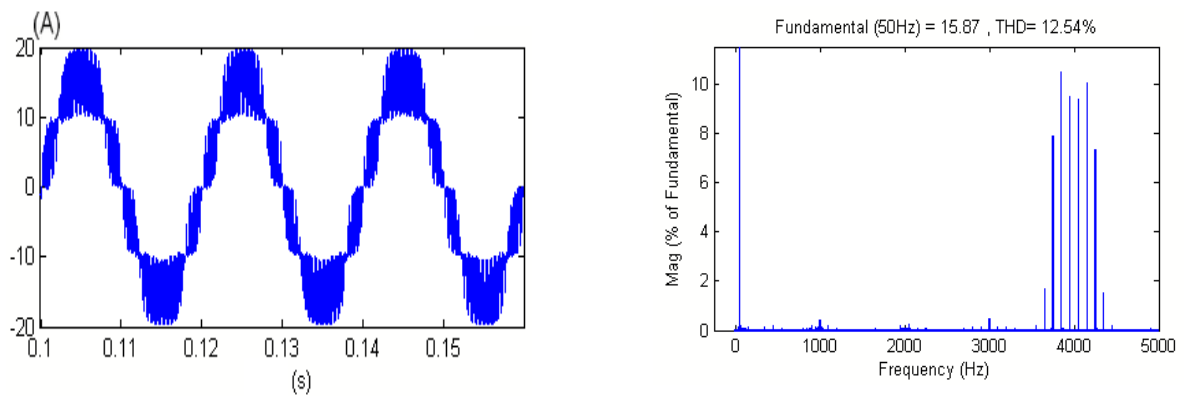


Figure IV.11. Courant de sortie et son spectre (N=4).

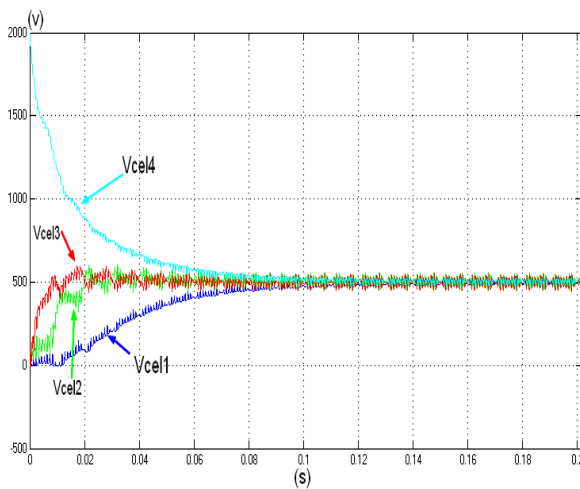


Figure IV.12. Tension des cellules(N=4).

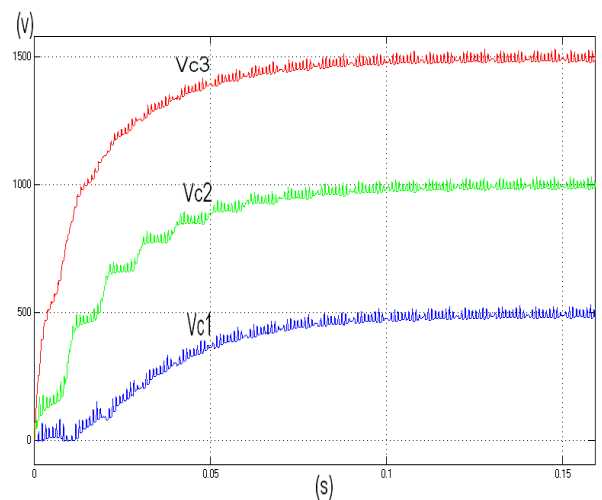


Figure IV.13. Tension des condensateurs(N=4).

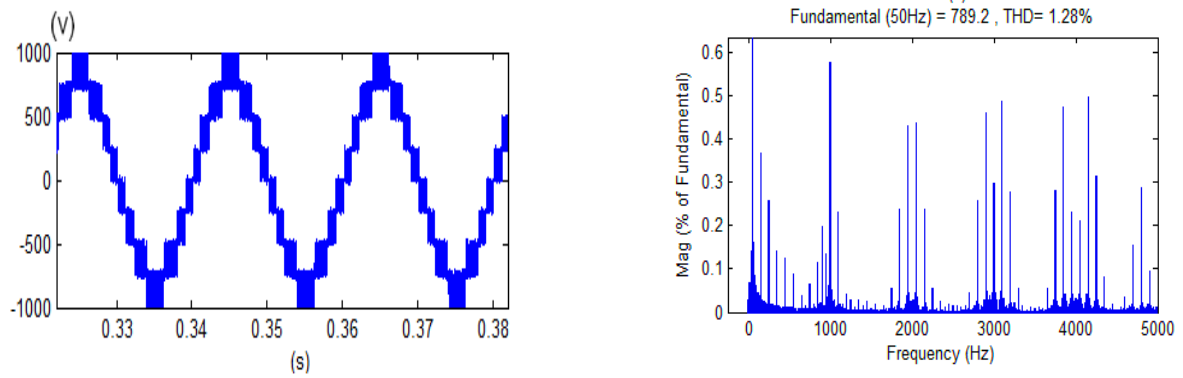


Figure IV.14. Tension de sortie et son spectre ($N=8$).

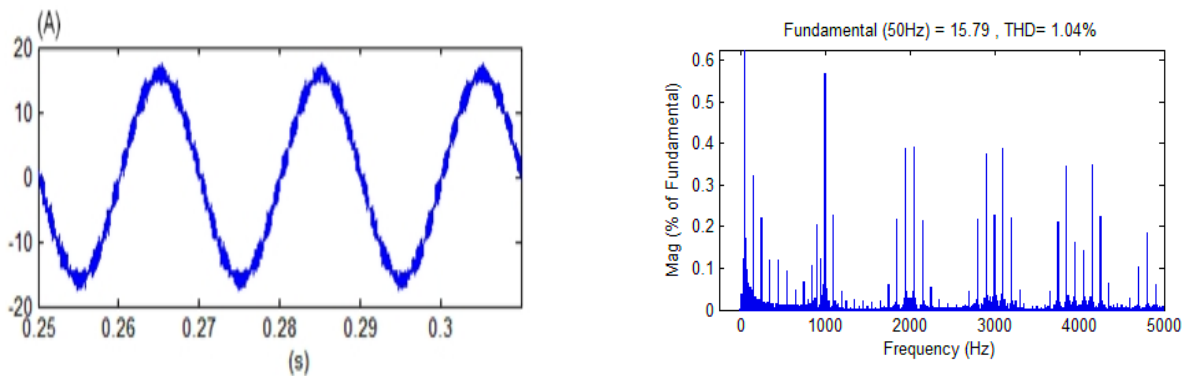


Figure IV.15. Courant de sortie et son spectre ($N=8$).

- *Interprétation des résultats*

Une grande différence dans le facteur de distorsion est remarquée entre l'onduleur monophasé ordinaire à point milieu (70.51%) et l'onduleur multicellulaire monophasé à cinq niveaux (18.20%) et encore à neuf niveaux (1.28%). En plus, les amplitudes des spectres de tension sont plus grandes dans le cas de l'onduleur monophasé classique que celui multicellulaire, figures (IV.10) et (IV.11), (IV.14) et (IV.15). Cela implique que l'éloignement des harmoniques par rapport au fondamental, et l'amélioration de la qualité de la tension et du courant de sortie augmentent avec l'augmentation des niveaux.

On peut voir clairement que l'équilibrage naturel des tensions des condensateurs et celui des cellules est assuré après un régime transitoire. Ce qui traduit le bon fonctionnement du convertisseur, figures (IV.12) et (IV.13).

Les tensions des cellules évoluent à partir des différentes valeurs vers une seule valeur de référence qui est égale toujours à V_{cl} . Ce qui garantit une répartition équilibrée des tensions réduites aux bornes des interrupteurs bloqués.

Comme le facteur de distorsion (THD) et les harmoniques de la tension de sortie diminuent avec l'augmentation de l'indice de modulation ' m ' qui permet de pousser les harmoniques vers des fréquences plus élevées, donc il devient facile d'augmenter la fréquence grâce à la structure du multicellulaire permettant d'avoir des tensions réduites aux bornes des interrupteurs, et par conséquent, une amélioration de la qualité de la tension et du courant de sortie, ce qui mène à un filtrage aisé et une réduction du coût et de l'encombrement du filtre.

Malgré l'application de la commande MLI sans la connaissance des tensions des condensateurs (en boucle ouverte (BO)), les tensions des condensateurs évoluent vers leurs valeurs de références, il s'agit de l'équilibrage naturel. Cependant, afin d'améliorer plus les performances avec une faible dynamique, il est nécessaire de réguler les tensions des condensateurs (boucle fermée).

Comme la commande d'un onduleur multicellulaire série monophasé est celle d'un bras triphasé, alors, dans la partie suivante, nous présentons directement la commande d'un onduleur multicellulaire série triphasé en boucle ouverte (BO) puis en boucle fermée (BF), car c'est ce dernier qui sera utilisé par la suite dans la chaîne éolienne.

IV.5. Commande des convertisseurs multicellulaires série triphasés

IV.5.1. Structure et commande d'un onduleur multicellulaire série triphasé

L'onduleur multicellulaire série triphasé est constitué de trois bras identiques présentant les trois phases. Dans chaque bras, on trouve (N) cellules de commutation séparées par ($N-1$) condensateurs, figure (IV.16) [100].

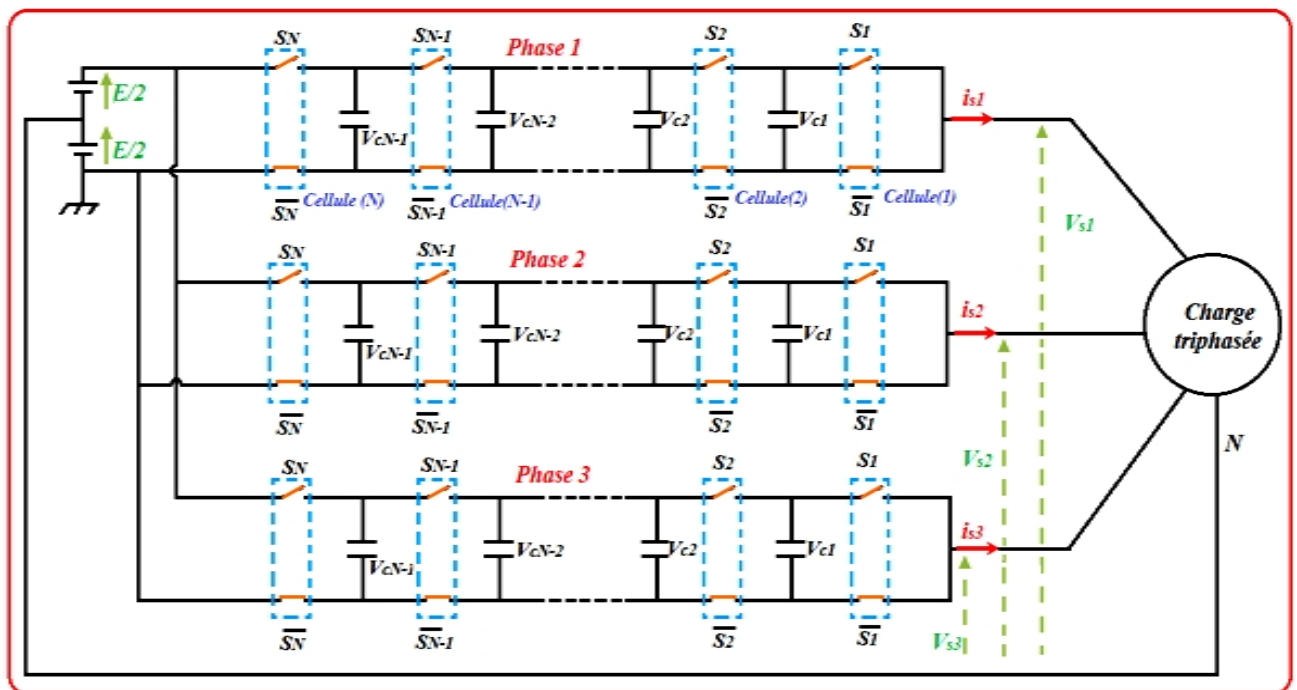


Figure IV.16. Structure d'un onduleur multicellulaire série triphasé.

Les signaux de commande des cellules de commutation sont obtenus par la commande MLI, mais dans ce cas, les porteuses de la $i^{\text{ème}}$ cellule dans chaque phase sont identiques, et les références sont déphasées de $2\pi/3$. La tension simple de sortie d'une phase k , (avec, $k = 1, 2, 3$), par rapport au point milieu s'écrit par l'équation (IV.13).

La figure suivante présente comme exemple la commande de la première cellule dans chaque phase; de la même façon les autres signaux peuvent être obtenus pour les autres cellules, figure (IV.17).

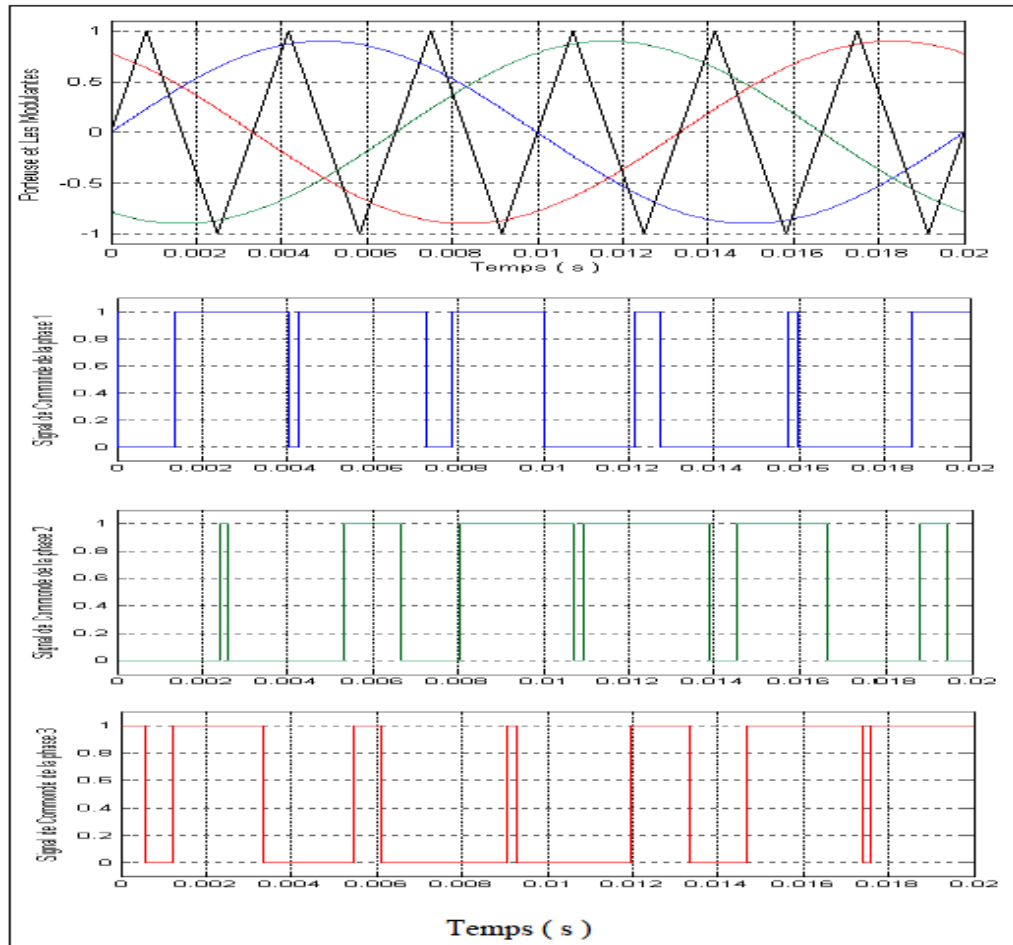


Figure IV.17. Signaux de commande d’un onduleur multicellulaire série triphasé.

Pour améliorer la dynamique de ce convertisseur, on a appliqué une commande non linéaire et plus robuste par rapport à la commande naturelle (BO) et à celle proportionnelle (BF) [100], à savoir la commande directe de *Lyapunov*.

IV.5.2. Commande de Lyapunov des convertisseurs multicellulaires série (BF)

La commande que nous avons utilisé est basée sur de la théorie de *Lyapunov* qui permet de contrôler les deux boucles de régulation (courant et tension) en boucle fermée afin d’assurer la stabilité du système avec une dynamique améliorée. Dans ce cas, les tensions des condensateurs sont soit mesurées, soit observées [92, 93, 101].

Le système d’équation (IV.16) de la représentation d’état (multi-entrées multi-sorties) peut être écrit sous la forme suivante:

$$\dot{x} = f(x) + g(x)u + P \tag{IV.22}$$

avec :

$x=[x_1 x_2 \dots x_n]^t$: vecteur d’état. $u=[u_1 u_2 \dots u_m]^t$: vecteur d’entrée. $P=[P_1 P_2 \dots P_n]^t$: composantes continue.

Le vecteur d'état de l'erreur est donné comme suit:

$$e = (x - x_{ref})^t = [x_1 - x_{1ref} \quad x_2 - x_{2ref} \quad \dots \quad x_N - x_{Nref}] \quad (IV.23)$$

La fonction de *Lyapunov* qui vérifie la condition de convergence est choisie par :

$$V = \frac{1}{2} e^t e^2(x) \quad (IV.24)$$

alors, la dérivée de la fonction de *Lyapunov* devient :

$$\dot{V} = e^t e^*(x) \quad (IV.25)$$

En remplaçant l'expression de la dérivée de l'erreur :

$$\dot{V} = e^t (\dot{x} - \dot{x}_{ref}) \quad (IV.26)$$

D'après les équations (IV.22) et (IV.26), on peut écrire :

$$\dot{V} = e^t \left(f(x) + g(x)u + P - \dot{x}_{ref} \right) \quad (IV.27)$$

Pour que la dérivée de la fonction de *Lyapunov* soit négative, il suffit d'avoir:

$$f(x) + g(x)u + P - \dot{x}_{ref} = -K_e e \quad (VI.28)$$

avec K_e est un constant positif utilisé pour la régulation de la dynamique

En fin, on obtient la relation suivante :

$$u = g^{-1}(x) \left[\dot{x}_{ref} - K_e e - f(x) - P \right] \quad (IV.29)$$

L'application et la validation de cette commande sur l'onduleur multicellulaire dans le système éolien sont traitées dans la partie suivante.

IV.6. Association et performances des convertisseurs multicellulaires série dans un système éolien

Dans cette partie, on fait l'association de l'onduleur multicellulaire série dans la chaîne éolienne pour valider sa commande en boucle fermée d'une part, et d'améliorer et découvrir leurs performances d'autre part. Cette simulation est accompagnée aussi par des comparaisons entre la chaîne éolienne utilisant un convertisseur ordinaire (qui est meilleure par rapport à celle utilisant un redresseur à diodes et un hacheur) et la topologie proposée utilisant le convertisseur multicellulaire série sous les mêmes conditions [20].

IV.6.1. Performance de la chaîne éolienne utilisant un onduleur multicellulaire série

La figure (IV.18) représente le schéma global simplifié de l'association et la commande de l'onduleur multicellulaire série à neuf niveaux dans la chaîne éolienne.

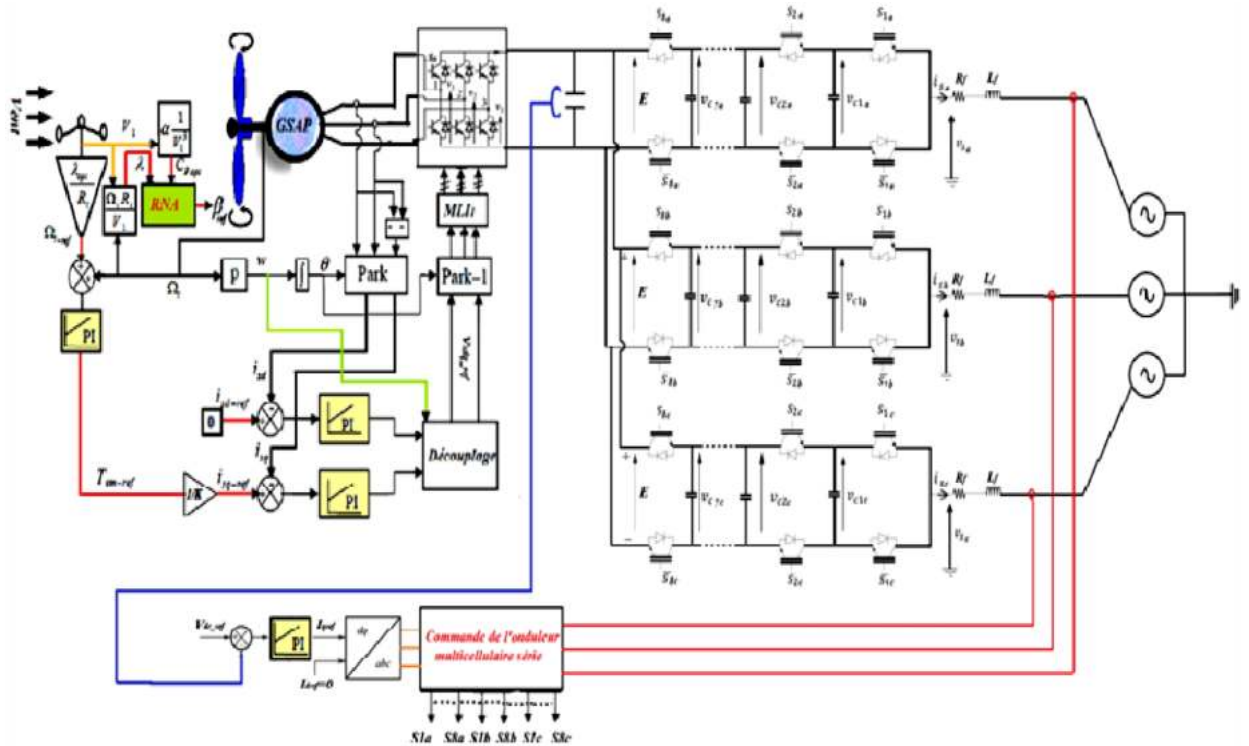
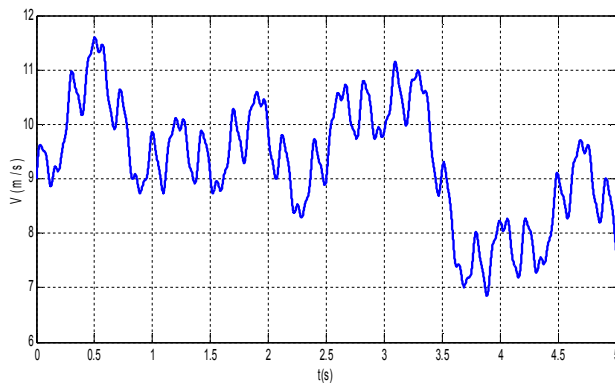


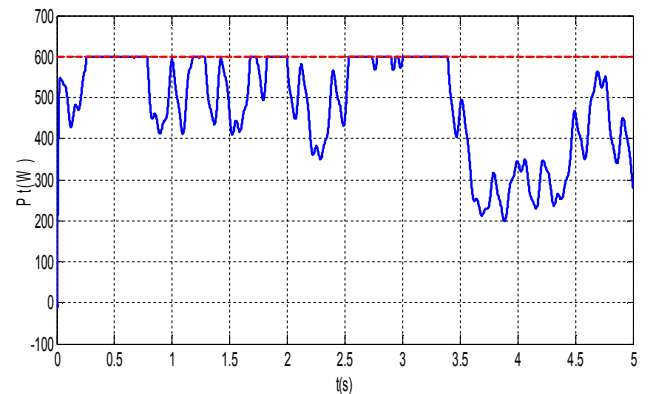
Figure IV.18. Chaîne éolienne à base d'un onduleur multicellulaire série.

La structure de la commande de tension du bus continu consiste à réguler les trois courants des phases d'entrée du redresseur avec les courants ou tensions des références pour générer la commande du convertisseur multicellulaire série d'une façon à obtenir une tension continue constante, et en même temps, les tensions des condensateurs et la tension des cellules à leurs valeurs de références. En plus, cette structure permet de contrôler l'échange d'énergie entre la machine et le réseau (réversible). Un autre avantage de cette topologie proposée, est d'éliminer le transformateur de puissance grâce aux propriétés du convertisseur multicellulaire série qui peut supporter des tensions élevées. Cet avantage permet d'augmenter le rendement et de réduire le coût et le volume du système.

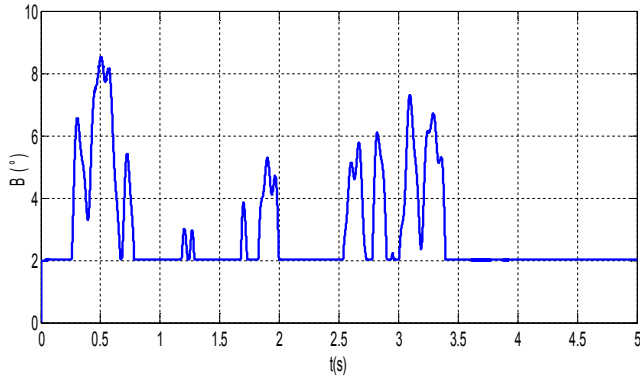
Les résultats de simulation de la topologie proposée du système éolien sont présentés sur les figures suivantes :



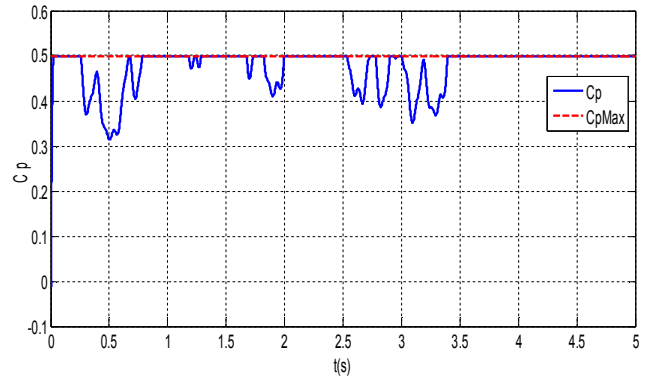
(a) Vitesse du vent



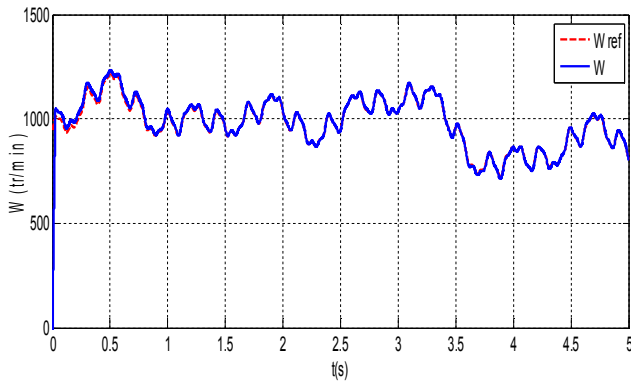
(b) Variation et limitation de la puissance



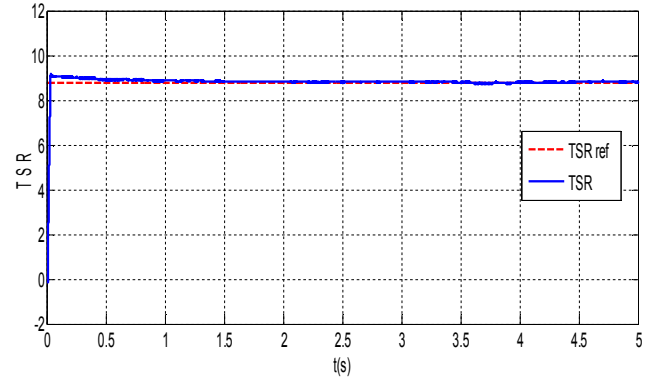
(c) Angle de calage des pales



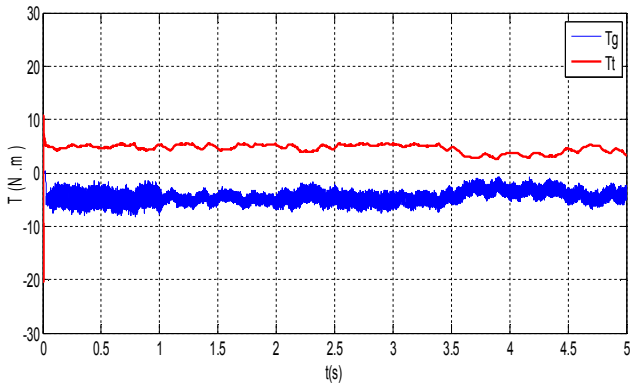
(d) Coefficient de puissance



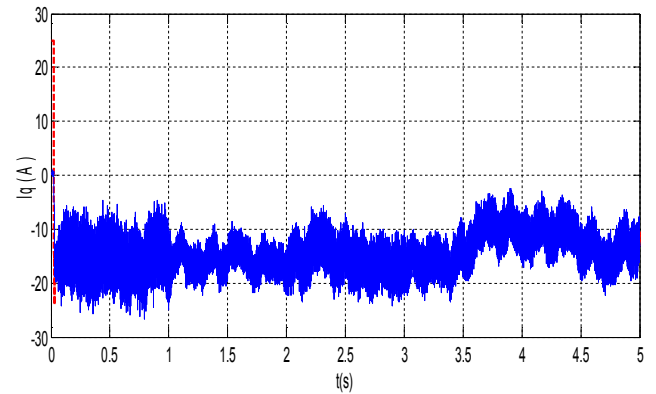
(e) Vitesse de rotation



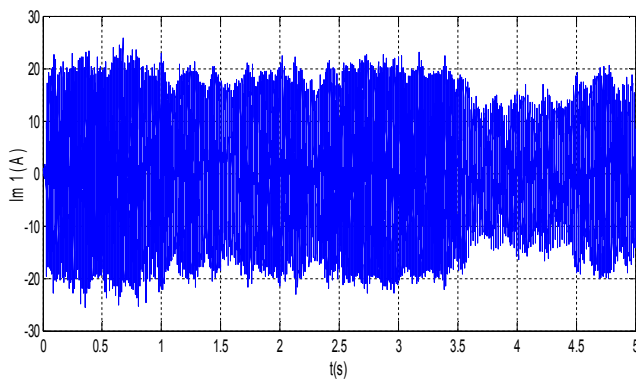
(f) Vitesse spécifique λ



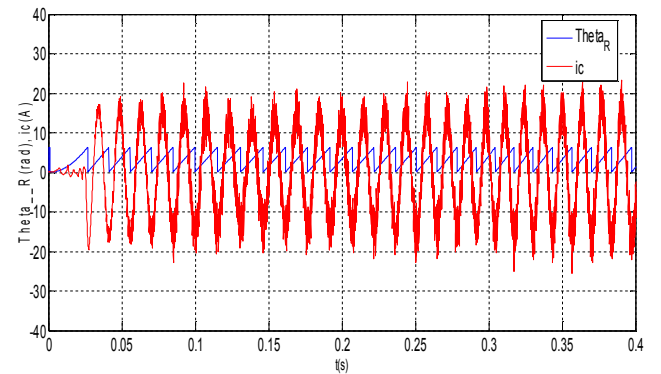
(g) Couples de la turbine et du générateur



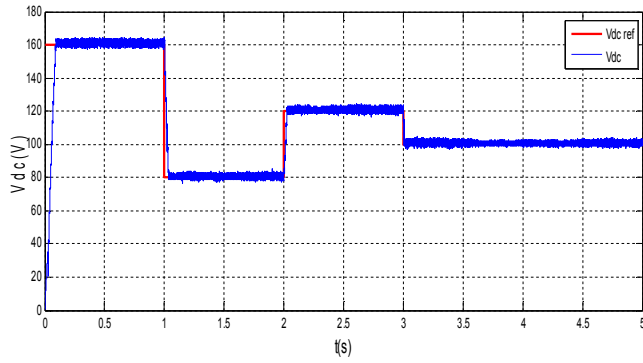
(h) Courant du générateur $i_q, i_{q\ ref}$



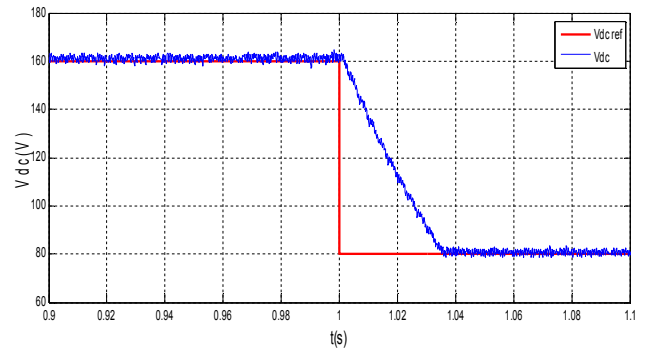
(i) Courant du générateur



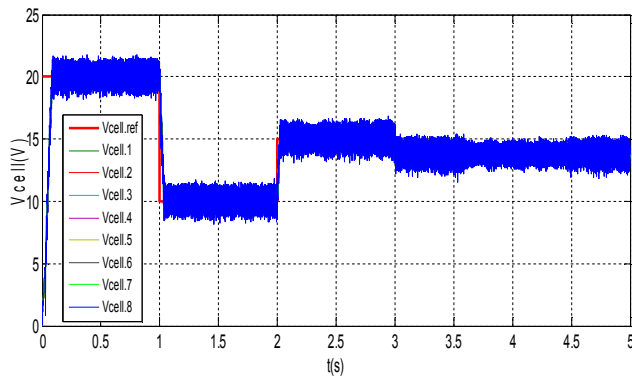
(j) Angle rotorique avec le courant statorique



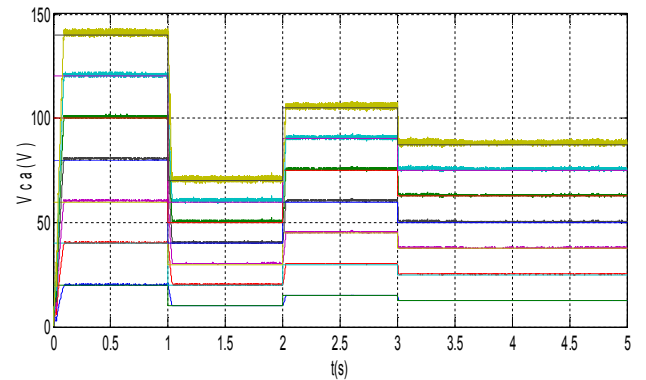
(k) Tension du bus continu



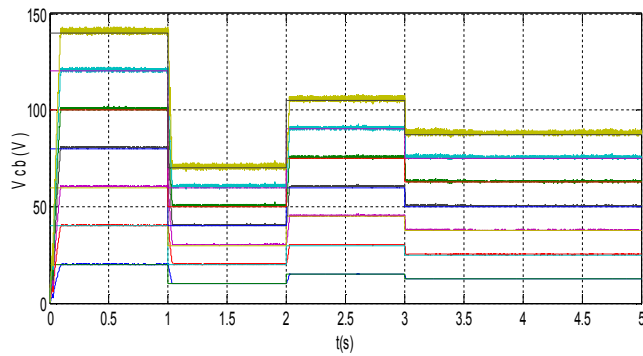
(l) Zoom de la tension du bus continu



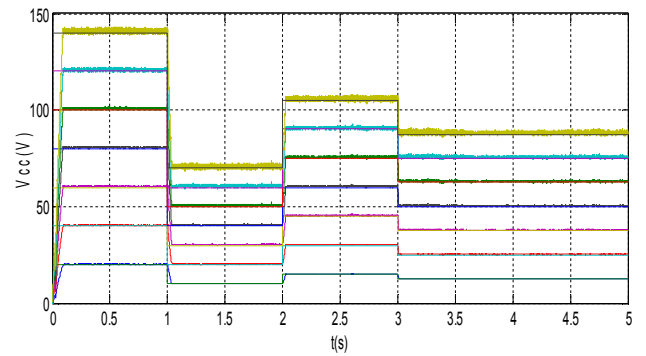
(m) Tensions des cellules



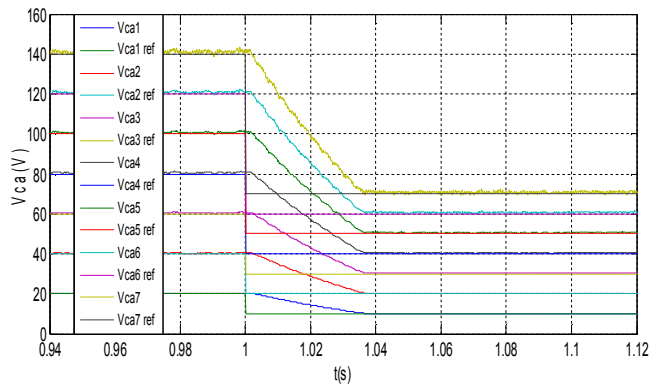
(n) Tensions des condensateurs (1^{er} phase)



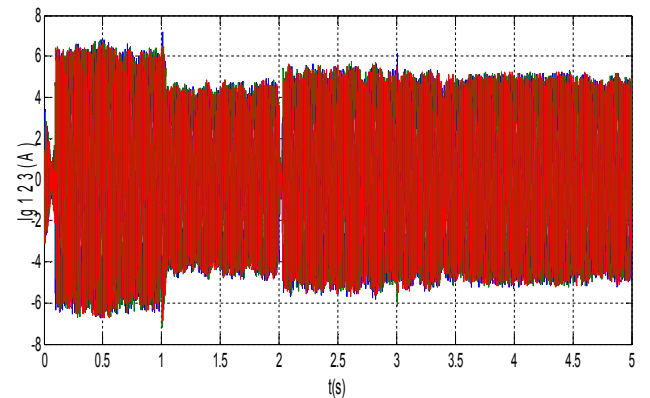
(o) Tensions des condensateurs (2^{ème} phase)



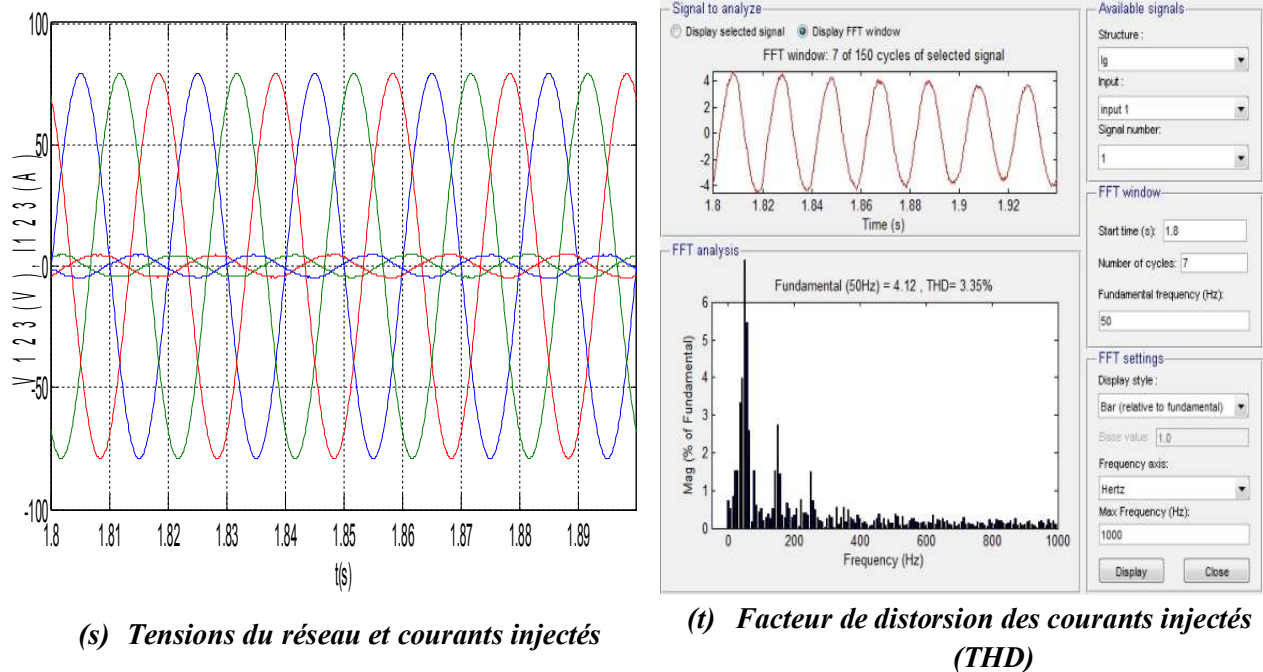
(p) Tensions des condensateurs (3^{ème} phase)



(q) Zoom des tensions des condensateurs (1^{er} phase)



(r) Courants injectés au réseau



(s) Tensions du réseau et courants injectés

(t) Facteur de distorsion des courants injectés (THD)

Figure IV.19. Performances de l'éolienne à base un onduleur multicellulaire série.**IV.6.1.1. Interprétations et commentaires**

Il est remarqué que, malgré les différentes variations de vitesse du vent, toutes les grandeurs suivent ses références imposées, ainsi que les deux stratégies de commandes (MPPT et Angle de calage des pales) sont validées grâce à l'utilisation du régulateur RNA développé.

Lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale ici de 9.9m/s, le régulateur RNA génère la valeur de l'angle d'orientation des pales correspondante afin de protéger l'éolienne par la limitation de la puissance à sa valeur nominale (600W), cela est accompagné par la diminution de la valeur du coefficient de puissance pour dégager l'excès de la puissance (figures (IV.19.a-d)). Par contre, lorsque la vitesse du vent est inférieure à sa valeur nominale, le système passe automatiquement à la stratégie de maximisation d'énergie, alors, l'angle de calage généré est minimal, et le coefficient de puissance devient maximal, grâce à la régulation de la vitesse de rotation à sa valeur de référence, et aussi la vitesse spécifique à sa valeur optimale, (figures (IV.19.e, f)).

On peut voir clairement à partir des figures (IV.19.g, h), que la valeur du couple de la turbine et celle du générateur sont identiques, cependant, ce dernier est négatif puisque il fonctionne en mode générateur. Le couple du GSAP est commandé par le courant i_q , qui est proportionnel aux variations de la vitesse du vent afin de commander la vitesse à sa référence.

L'amplitude ainsi que la fréquence des courants débités par la machine synchrone à aimants permanents s'adaptent suite à la variation de la vitesse du vent (elles sont proportionnelles), à cause de la variation de puissance éolienne et de la vitesse de rotation. Néanmoins, ces courants restent sinusoïdaux grâce au redresseur MLI avec un bon autopilotage, ce qui donne un bon rendement par rapport au redresseur à diodes, (figures (IV.19.i, j)) [20].

La figure (IV.19.k) représente l'évolution de la tension du bus continu contrôlé par le convertisseur multicellulaire série. Cette figure montre que malgré les variations de vitesse du vent, la tension du bus continu suit bien les différentes valeurs de références imposées respectivement

(160V à 0s, 80V à 1s, 120V à 2s, 100V à 3s) après un régime transitoire dû au système éolien, ce qui montre la validité de la commande appliquée et la capacité de contrôler le bus continu par le convertisseur multicellulaire série. Il est noté aussi que le temps de réponse est relativement faible, figure (IV.19.l). Donc, la commande directe de *Lyapunov* est robuste contre la variation de la tension du bus continu.

Un grand avantage est montré sur la figure (IV.19.m), malgré le couplage du convertisseur au réseau sans transformateur, les tensions appliquées sur les cellules sont égales et deviennent le 1/8 de la tension du bus continu, ce qui garantit une répartition équilibrée des tensions aux bornes des interrupteurs bloqués, et augmente la bande passante, la durée de vie des interrupteurs et donc améliore la qualité des courants et des tensions.

Les tensions des condensateurs dans les trois bras suivent bien leurs valeurs de références avec une dynamique très rapide (soit au maximum 0.03s) par rapport à celle de la commande en boucle ouverte (soit 0.1s), figure (IV.13), figures (IV.19 .n-q). Alors, le bon fonctionnement du convertisseur en boucle fermée est bien assuré.

Les figures (IV.19. r, s), représentent les trois courants injectés directement au réseau sans la présence du transformateur; on remarque que ces courants sont sinusoïdaux grâce à la commande appliquée sur le convertisseur multicellulaire série, avec une amplitude proportionnels à la vitesse du vent. Par contre, sa fréquence reste constante et adéquate à la fréquence du réseau 50Hz malgré que la fréquence des courants du GSAP est différente de ce dernier, figure (IV. i, j). Les courants injectés au réseau et les tensions de réseau sont en phase avec un très bon facteur de distorsion (THD= 3.35%), figure (IV.19. s, t), ce qui montre l'injection d'une bonne qualité de puissance maximale et optimisée avec un facteur de puissance unitaire.

En utilisant les mêmes paramètres précédents et le même profile du vent, on découvre les différences et les performances de la chaîne éolien utilisant un convertisseur classique.

IV.6.2. Performance de la chaîne éolienne utilisant un onduleur classique

Dans ce cas, le convertisseur multicellulaire dans la chaîne éolienne est remplacé par l'onduleur classique, figure (IV.20).

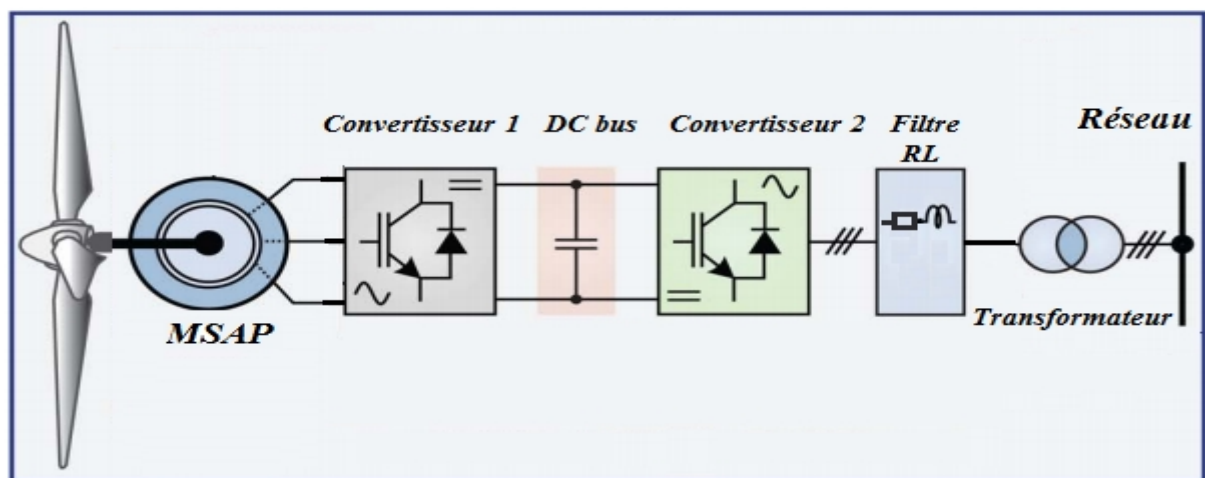
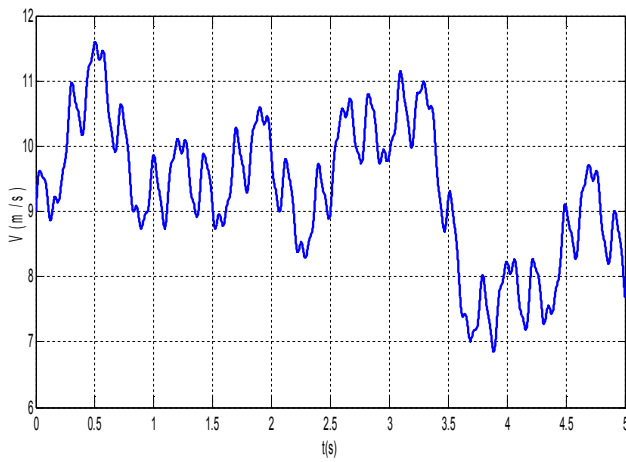
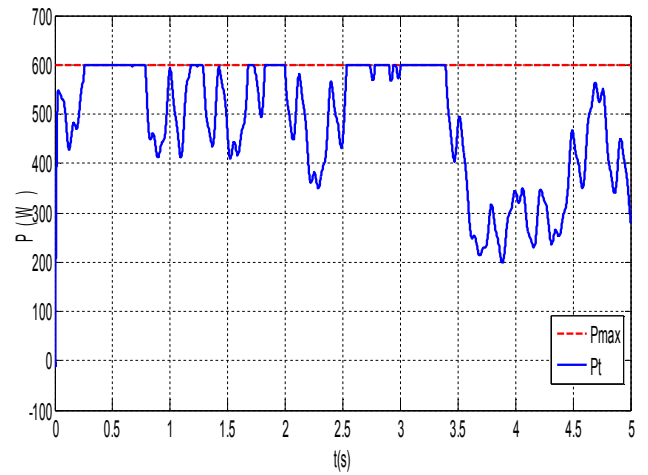


Figure IV.20. Chaîne éolienne à base d'un onduleur multicellulaire série.

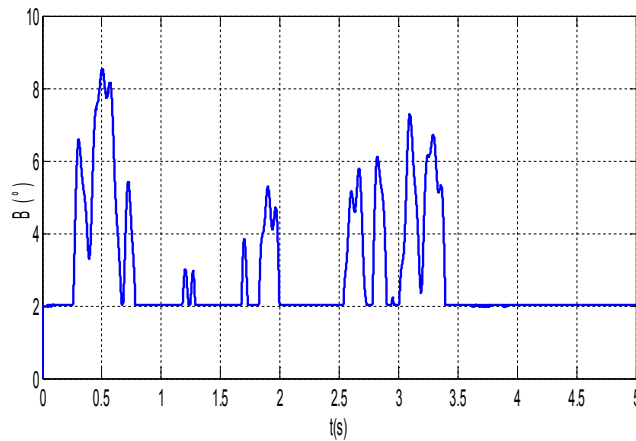
On utilisant les mêmes conditions et les mêmes paramètres précédents, on a obtenu les résultats suivants :



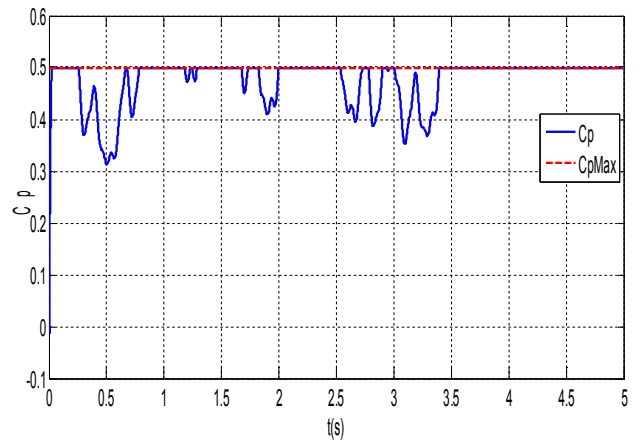
(a) Vitesse du vent



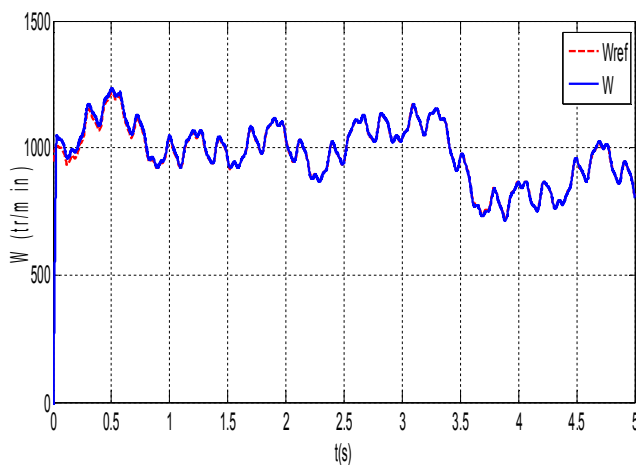
(b) Variation et limitation de la puissance



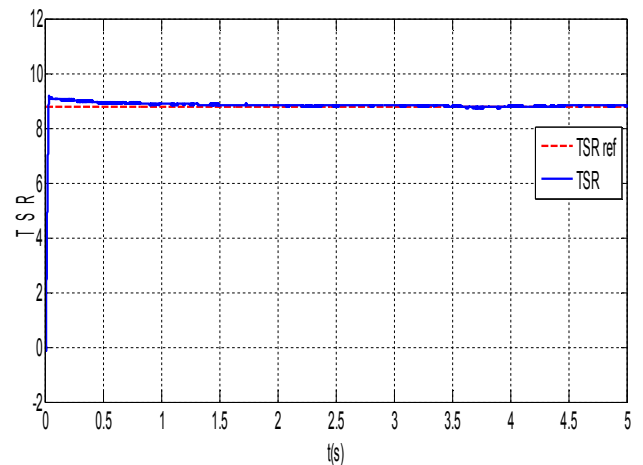
(c) Angle de calage des pales



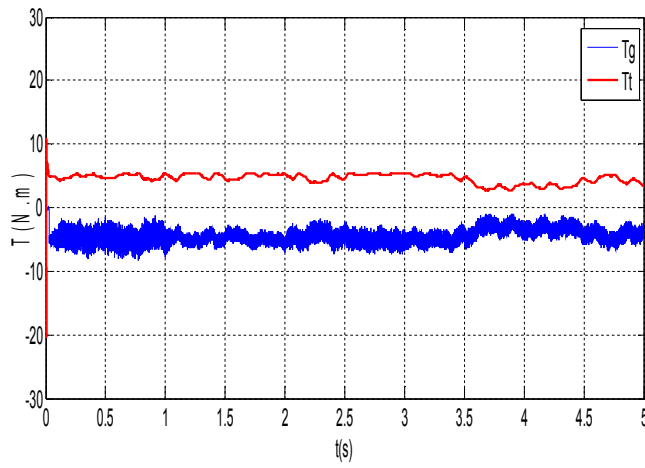
(d) Coefficient de puissance



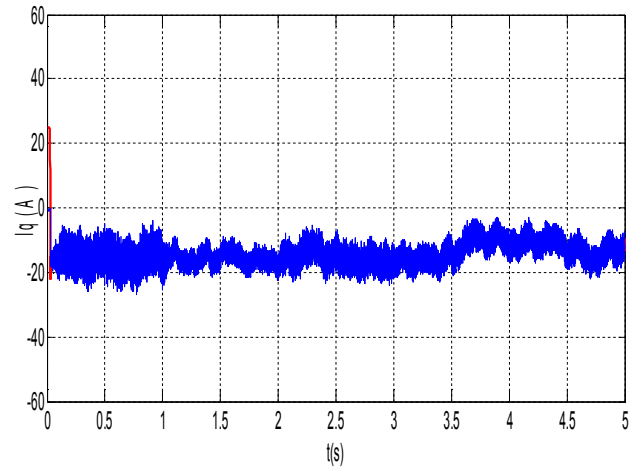
(e) Vitesse de rotation



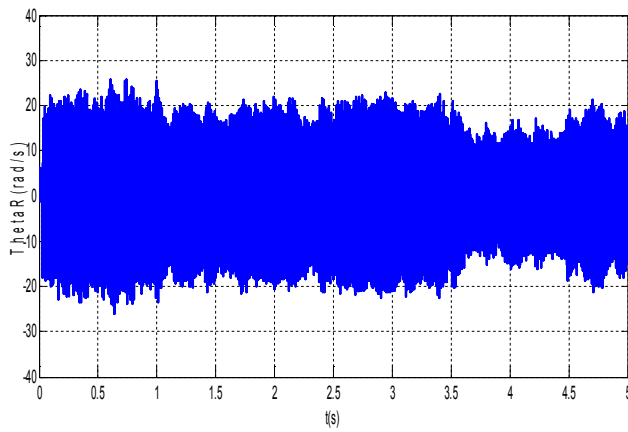
(f) Vitesse spécifique λ



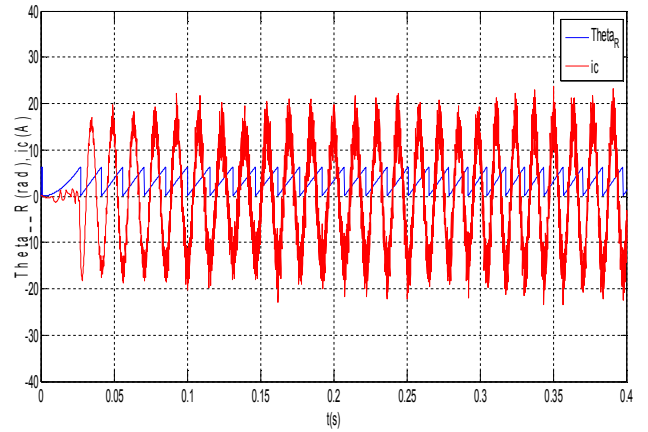
(g) Couples de la turbine et du générateur



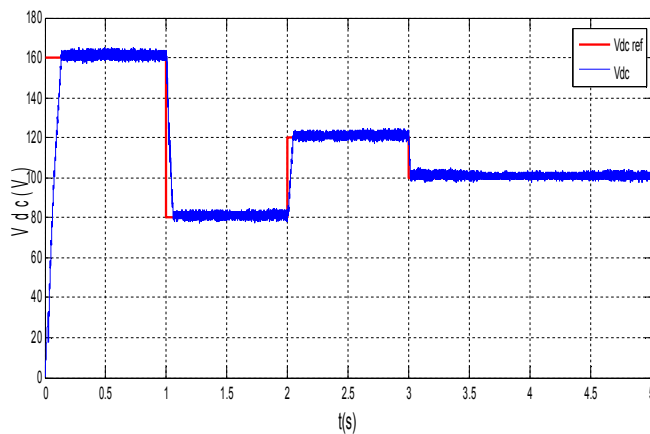
(h) Courants du générateur i_q , i_{qref}



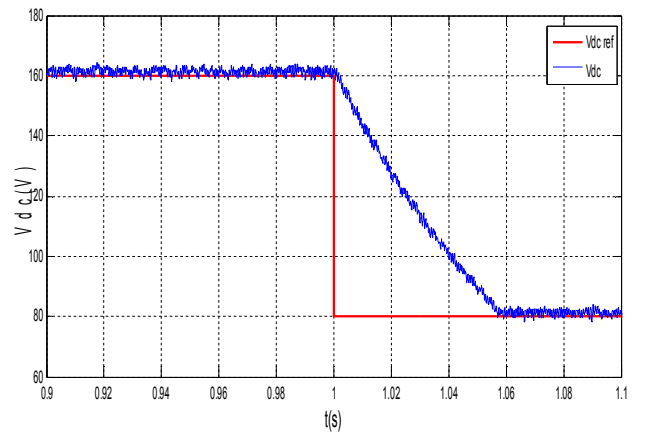
(i) Courant du générateur



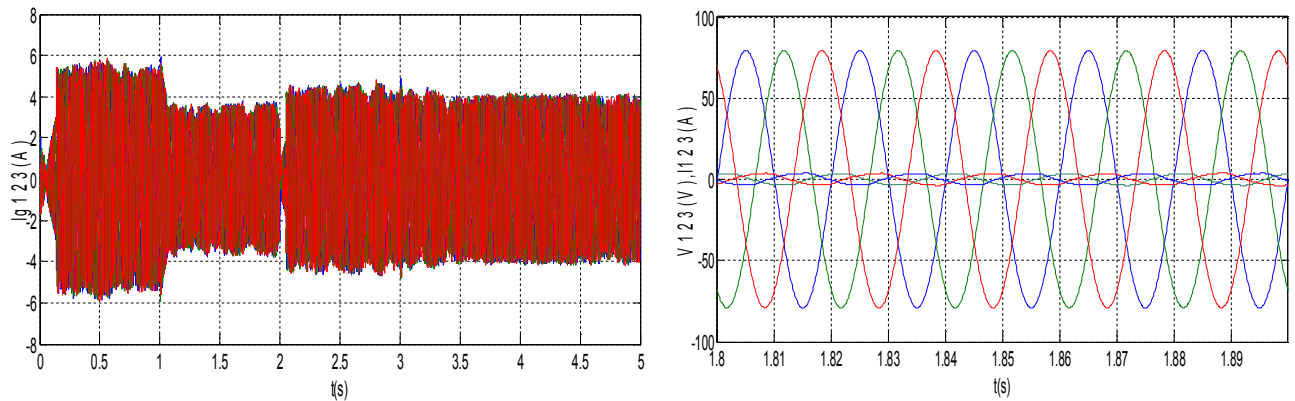
(j) Angle rotorique avec le courant statorique



(k) Tension du bus continu

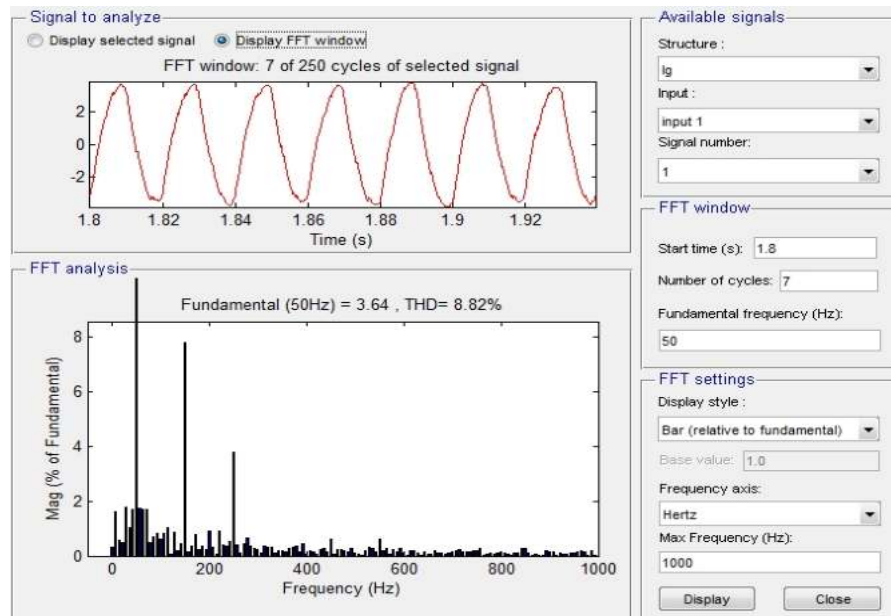


(l) Zoom de la tension du bus continu



(m) Courants injectés au réseau

(n) Tensions du réseau et courants injectés



(o) Facteur de distorsion des courants injectés (THD)

Figure IV.21. Performances de l'éolienne à base un onduleur classique.

IV.6.2.1. Interprétations et commentaires

Il est observé que les deux stratégies de commandes d'optimisation de la puissance (MPPT et Angle de calage des pales) sont validées aussi malgré les variations de vitesse du vent, ainsi toutes les grandeurs suivent leurs références, figures (IV.21.a-j). Cependant, la dynamique du système et celle de la tension du bus continu sont plus lentes que le système éolien précédent, (figures (IV.21.k, l)).

On peut voir clairement à partir des figures (IV.21.m, n et o), que les courants injectés sont sinusoïdaux mais avec une amplitude proportionnelle à la vitesse du vent, et un facteur de distorsion relativement élevé de valeur $THD=8.83\%$, malgré l'insertion du transformateur entre l'onduleur et le réseau qui contribue dans le filtrage.

Le paragraphe suivant représente une comparaison entre la chaîne éolienne à base d'un convertisseur classique et celle utilisant le convertisseur multicellulaire série à 9 niveaux.

IV.6.3. Comparaison des performances des deux systèmes éoliens

Afin de découvrir bien les performances de la topologie proposée, on a fait une comparaison au niveau du temps de réponse, la précision et la puissance injectée. La figure (IV.22) montre bien à l'aide des résultats de simulation cette comparaison et les avantages de l'association de convertisseur multicellulaire série dans un système éolien.

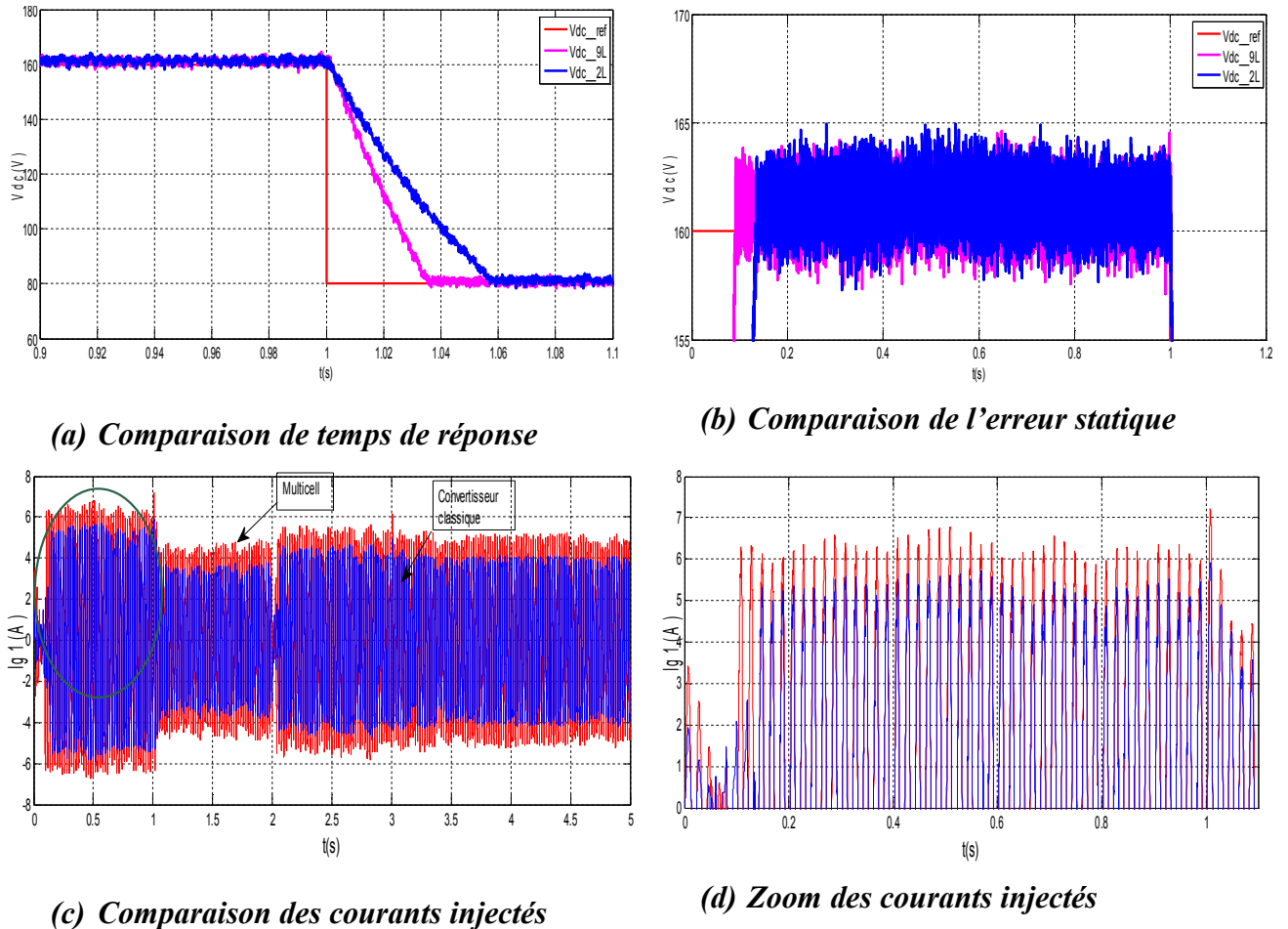


Figure IV.22. Comparaison des performances des deux systèmes éoliens.

Le tableau (IV.5) récapitule la comparaison entre l'association de convertisseur classique et celui multicellulaire dans un système éolien.

	Temps de réponse (s) (du 120à80V)	Erreur max de V_{dc} (V)	THD (%)	Amplitude maximale des courants injectés(A)
Convertisseur classique	0.06	$\Delta 5$	8.82	5.5
Convertisseur multicellulaire à 9 niveaux	0.035	$\Delta 3$	3.35	6.6

Tableau IV.5. Comparaison entre les onduleurs classiques et ceux multicellulaires dans l'éolien.

D'après les résultats obtenus et le tableau, on remarque bien les performances améliorées et les avantages obtenus grâce à la structure proposée utilisant le convertisseur multicellulaire série.

On a obtenu une diminution de temps de réponse (de 0.06s à 0.35s), figure (IV.22.a, b), en effet, une meilleure adaptation à la variation de vitesse du vent, et une bonne sécurité des éléments électriques est obtenue en régime transitoire. En plus, la précision est améliorée dans le cas du convertisseur multicellulaire (noté 9L), soit de ($\Delta 5V$ à $\Delta 3V$), figure (IV.22. b).

Une grande déférence dans le facteur de distorsion est remarquée, la qualité de courants injectés est meilleure en terme harmoniques dans la topologie proposée malgré l'élimination du transformateur qui fait une contribution au filtrage, ce qui est traduit par la diminution du taux d'harmonique de 8.82 à 3.35%. En addition, les amplitudes des spectres de courant sont plus grandes dans l'onduleur classique que celui multicellulaire série.

Les résultats montrent bien que l'énergie transférée par la topologie du convertisseur multicellulaire est plus importante que celle transférée par la topologie utilisant le convertisseur classique, en effet, l'amplitude maximale des courants injectés est de 6.6A au lieu de 5.5A, figure (IV.22.c, d).

Les autres topologies couramment utilisées sont comparées dans la partie suivante.

IV.7. Comparaison des performances de la chaîne éolienne utilisant différentes topologies

Comme on vu dans les chapitres précédents le choix est les avantages de la structure proposée, dans cette paragraphe, on fait une brève comparaison entre les performances et le rendement des différentes chaînes éoliennes.

Le rendement global d'un système donné est défini par :

$$\eta = \prod_{i=1}^n \eta_i \quad (IV.30)$$

alors, le rendement global ' η ' d'une chaîne éolienne peut être donné par :

$$\eta = \eta_a . \eta_b . \eta_g . \eta_c . \eta_T \quad (IV.31)$$

où : η_a , η_b , η_g , η_c , η_T , sont respectivement les rendements de: la turbine éolienne, la boîte de vitesse, le générateur, les convertisseur, et le transformateur.

Donc, on peut calculer le rendement global de la chaîne éolienne à partir des différents rendements dans chaque étage [20, 26, 56, 102]. Notons que l'élément non utilisé dans le système éolien, son rendement devient l'unité. Le tableau (IV.6) représente les rendements des différentes chaînes éoliennes et la topologie proposée à base du convertisseur multicellulaire série.

Type du système éolien	$\eta_a(\%)$	$\eta_b(\%)$	$\eta_g(\%)$	$\eta_c(\%)$	$\eta_T(\%)$	η (%)
Système éolien à axe vertical utilisant un seul convertisseur et générateur asynchrone avec boîte de vitesse .	0,7	0,94	0,76	0,98	0,83	40
Système éolien à axe horizontal utilisant un générateur asynchrone, avec commande MPPT sans asservissement de vitesse.	0,82	0,94	0,76	0,97	0,83	47

Type du système éolien	η_a (%)	η_b (%)	η_g (%)	η_c (%)	η_T (%)	η (%)
Système éolien à axe horizontal utilisant un générateur synchrone a aimants permanents , avec commande MPPT sans asservissement de vitesse, et redresseur à diodes .	0,82	1	0,86	0,96	0,83	56
Système éolien à axe horizontal utilisant un générateur synchrone a aimants permanents, avec commande MPPT sans asservissement de vitesse, et convertisseur MLI .	0,82	1	0,9	0,96	0,83	58
Système éolien à axe horizontal utilisant un générateur synchrone a aimants permanents, avec commande MPPT avec asservissement de vitesse , et convertisseur MLI.	0,84	1	0,9	0,96	0,83	60
Commande MPPT sans asservissement de vitesse, absorption sinusoïdale du courant du GSAP, avec un convertisseur multicellulaire série .	0,82	1	0,9	0,97	1	71
Commande MPPT avec asservissement de vitesse , absorption sinusoïdale du courant du GSAP, avec un convertisseur multicellulaire série .	0,84	1	0,9	0,97	1	74

Tableau IV.6. Comparaison entre les onduleurs classiques et ceux multicellulaires dans l'éolien.

D'après le tableau, on remarque bien l'intérêt et l'amélioration des performances et le rendement (de 40% à 74%) grâce à la structure proposée et les commandes appliquées. En effet, l'élimination du transformateur et de la boîte vitesse font une grande contribution à l'amélioration du rendement et la fiabilité du système éolien global. Il est observé aussi que le type de commandes appliquées influe d'une façon remarquable sur le rendement global de la chaîne éolienne.

En addition, le rendement peut être amélioré par l'utilisation de la turbine éolienne à axe horizontal, et aussi par l'utilisation des convertisseurs à absorption sinusoïdale du courant afin d'exploiter l'énergie maximale du générateur et d'améliorer la qualité des courants en termes d'harmoniques.

IV.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné en bref une description des convertisseurs multicellulaires série en modes monophasés et triphasés. L'étude des caractéristiques de la tension de sortie de l'onduleur multicellulaire a montré qu'elles présentent un taux d'harmoniques faible notamment dans les cas des niveaux supérieurs. Dans le but de découvrir les performances et l'importance du convertisseur multicellulaire série, nous avons simulé et comparé ce dernier avec un onduleur monophasé ordinaire. Nous avons trouvé de grandes améliorations en terme de THD et de fréquence grâce à ce type de convertisseurs qui peut avoir théoriquement un nombre illimité des niveaux ($N+1$). Puis, nous avons élaboré les modèles mathématiques et les commandes appliquées sur ces convertisseurs multiniveaux en boucle ouverte et puis en boucle fermée par la commande directe de *Lyapunov* afin d'améliorer la dynamique du système.

Ensuite, nous avons simulé la topologie proposée pour la chaîne éolienne sous le logiciel Matlab-Simulink (version 2017). La validité des modèles mathématiques du système étudié a été vérifiée par des résultats probants de simulation, ces derniers ont montré la possibilité de régler la tension du bus continu et les tensions des condensateurs du convertisseur multicellulaire série, en même temps, en assurant les conditions de couplage et l'injection au réseau avec un facteur de puissance unitaire. Et encore, grâce à la structure de ce convertisseur, les semi-conducteurs ne supportent qu'une faible tension par rapport à celle exigée par le réseau, ce qui a permis d'éliminer le transformateur d'une part, et d'avoir une plage plus vaste en fréquence de découpage d'autre part.

En outre, les résultats obtenus montrent aussi que plusieurs performances sont améliorées et beaucoup d'avantages sont obtenus grâce à la topologie proposée, en terme d'harmonique, (réduction du facteur de distorsion, THD), ainsi que les effets néfastes sur la durée de vie de la charge, amélioration de la rapidité, précision et le rendement. Ces résultats ont été commentés et comparés à ceux obtenus par un convertisseur à deux niveaux.

Enfin, nous avons comparé cette topologie avec les topologies les plus utilisées dans le système éolien, et nous avons montré que la topologie proposée peut donner de bonnes performances notamment le court temps de réponse ce qui fait que la chaîne s'adapte rapidement avec les variations de vitesse du vent, et améliore la qualité et la quantité de l'énergie électrique injectée au réseau. Comme il est à constater que cette structure peut être appliquée sur la chaîne éolienne de grande puissance pour pallier au problème d'association de plusieurs convertisseurs en parallèle avec une structure plus simple et moins des composants.

Le chapitre suivant est consacré aux travaux effectués aux laboratoires et la réalisation pratique de la chaîne éolienne globale. Notons que dans la réalisation pratique il n'a pas été possible d'utiliser le convertisseur multicellulaire vu la non disponibilité de ce dernier dans la majorité des laboratoires, alors nous avons utilisé uniquement les convertisseurs à deux niveaux.

Chapitre V

VALIDATION EXPERIMENTALE DE LA CHAÎNE ÉOLIENNE GLOBALE

V.1. Introduction	133
V.2. Description du banc d'essai	133
V.3. Réalisation de l'émulateur éolien	135
V.3.1. Modélisation et commande du moteur à courant continu (MCC)	136
V.3.2. Stratégie de commande du moteur à courant continu (MCC)	138
V.3.3. Mise en œuvre et résultats d'émulateur	139
V.4. Réalisation de la chaîne éolienne	141
V.4.1. Implantation de la commandes MPPT et de l'angle de calage des pales par RNA	141
V.4.2. Performance de la commande par RNA vis-à-vis de la variation de la puissance limite	143
V.4.3. Performance de la chaîne éolienne via à vis la variation des échelons de vitesses du vent	145
V.5. Commande de la chaîne éolienne couplée au réseau en temps réel	147
V.5.1. Comportement de la chaîne éolienne couplée au réseau via à vis la variation des vitesses du vent	147
V.5.2. Comportement de la chaîne éolienne vis-à-vis la variation de tension du réseau	153
V.5.3. Commande du facteur de puissance	154
V.6. Conclusion	156

« La théorie, c'est quand on sait tout et que rien ne fonctionne. La pratique, c'est quand tout fonctionne et que personne ne sait pourquoi ».

[Albert Einstein]

CHAPITRE.V

VALIDATION EXPERIMENTALE DE LA CHAÎNE ÉOLIENNE GLOBALE

V.1. Introduction

Ce chapitre est réservé au côté pratique. On décrit les équipements et les composants principaux utilisés dans le banc d'essai, et on met en exergue quelques problèmes techniques survenus lors de la réalisation. Une plateforme expérimentale a été dimensionnée, montée et réalisée afin de tester et comparer la théorie et la simulation avec la pratique et confirmer la validité du modèle et les commandes appliquées. En vue d'émuler le comportement réel de la turbine éolienne à vitesse variable, des émulateurs éoliennes sont modélisés et réalisés à base de la machine à courant continu. Ensuite, l'émulateur éolien est couplé au générateur synchrone à aimants permanents. Ce dernier est commandé grâce à un redresseur MLI connecté à l'onduleur via un bus continu. La puissance produite par le GSAP est ensuite injectée au réseau à l'aide d'un filtre et un transformateur. L'ensemble de la chaîne éolienne réalisée est testé en temps réel sous différents profils du vent variable.

Pendant la période de recherche et l'élaboration de cette thèse, une grande période a été dépensée pour développer un banc d'essai destiné à l'étude d'une chaîne éolienne à vitesse variable basée sur le générateur synchrone à aimants permanents. Ce dernier a été très difficile à trouver dans plusieurs laboratoires, ainsi que la disponibilité de tous les équipements nécessaires et compatibles pour construire une chaîne éolienne complète n'a pas été une chose facile, ce qui m'a contraint de voyager plusieurs fois à plusieurs destinations à l'étranger afin de réaliser une chaîne éolienne complète et renforcer de facto les résultats de simulation par ceux expérimentaux.

V.2. Description du banc d'essai

Les figures (V.1, 2 et 3) présentent la structure générale de la plate-forme d'essais de la chaîne éolienne que nous avons créée au laboratoire de l'ESSIE-Paris.

Les constituants principaux de la plate-forme sont comme suit:

- Emulateur de la turbine éolienne réalisé à l'aide d'un moteur à courant continu commandé par un hacheur ;
- Une machine synchrone à aimants permanents utilisée en mode générateur (GSAP).
- Resistances, inductances et réseau triphasé ;
- Trois convertisseurs: hacheur, redresseur commandé et onduleur ;
- Deux ordinateurs et deux cartes dSPACE DS1104 ;
- Des oscilloscopes pour visualiser les signaux et les résultats ;
- Capteurs des courants et tensions.

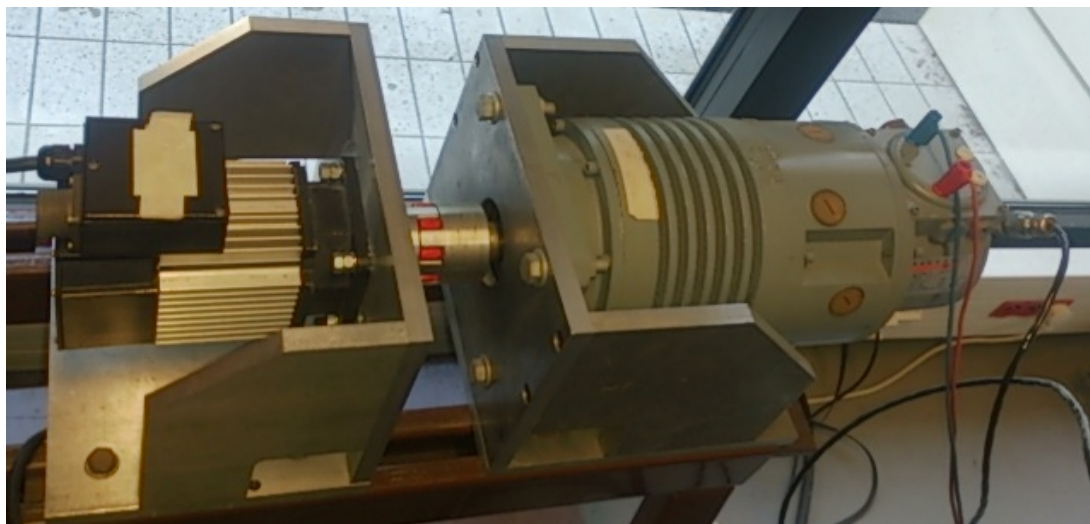


Figure V.1. GSAP (à gauche) couplé avec un MCC (à droite).

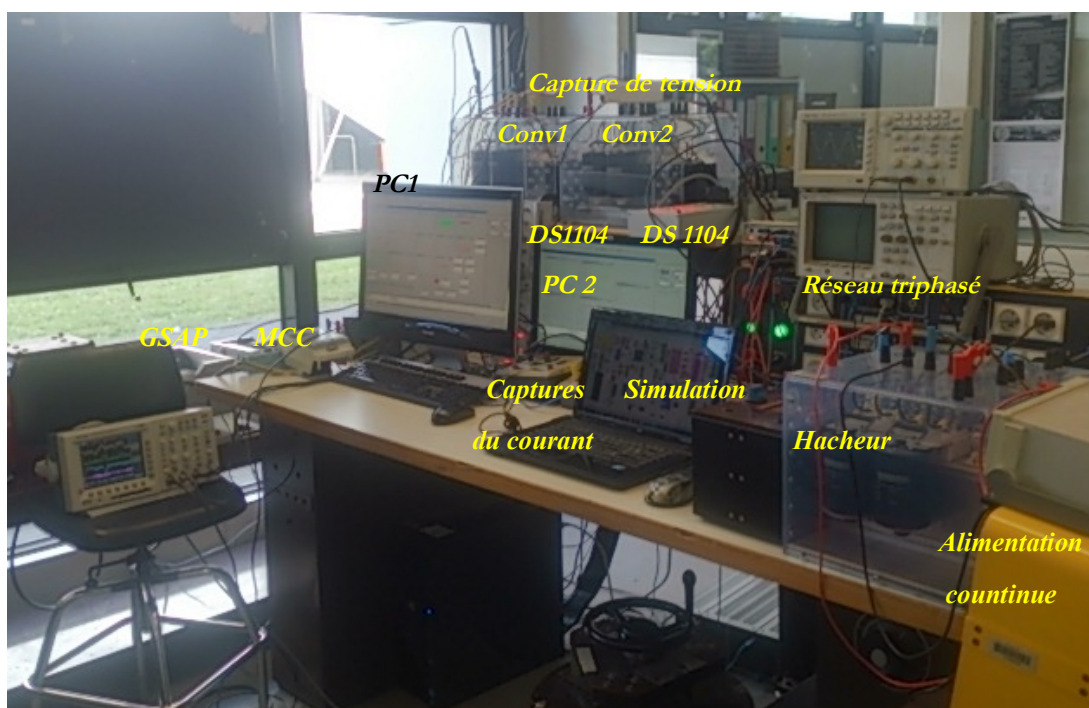


Figure V.2. Banc d'essai de la chaîne éolienne réalisée.

Le banc d'essai est commandé et contrôlé par l'intermédiaire des cartes dSPACE connectées aux deux ordinateurs. Les cartes dSPACE DS1104, contiennent un processeur maître de 'Motorola' et un autre en esclave de 'Texas instrument'. Comme les circuits de commande des interrupteurs IGBT des convertisseurs de puissance fonctionnent dans la marge $\pm 15V$, tandis que les borniers de la carte de commande travaillent dans le domaine $\pm 5V$, des cartes d'adaptation sont intégrées. Afin d'accomplir la commande, les capteurs sont connectés aux cartes permettant les mesures de position, de la vitesse, des courants et tensions.

Le convertisseur coté machine joue le rôle d'un redresseur, il est utilisé pour commander la turbine éolienne et la vitesse du GSAP. L'onduleur triphasé est commandé de façon à obtenir une

tension continue stable au niveau du bus continu, et en même temps, il assure les conditions de couplage au réseau. Afin d'adapter les tensions de l'onduleur à celles du réseau, un transformateur est inséré entre le filtre et le réseau.

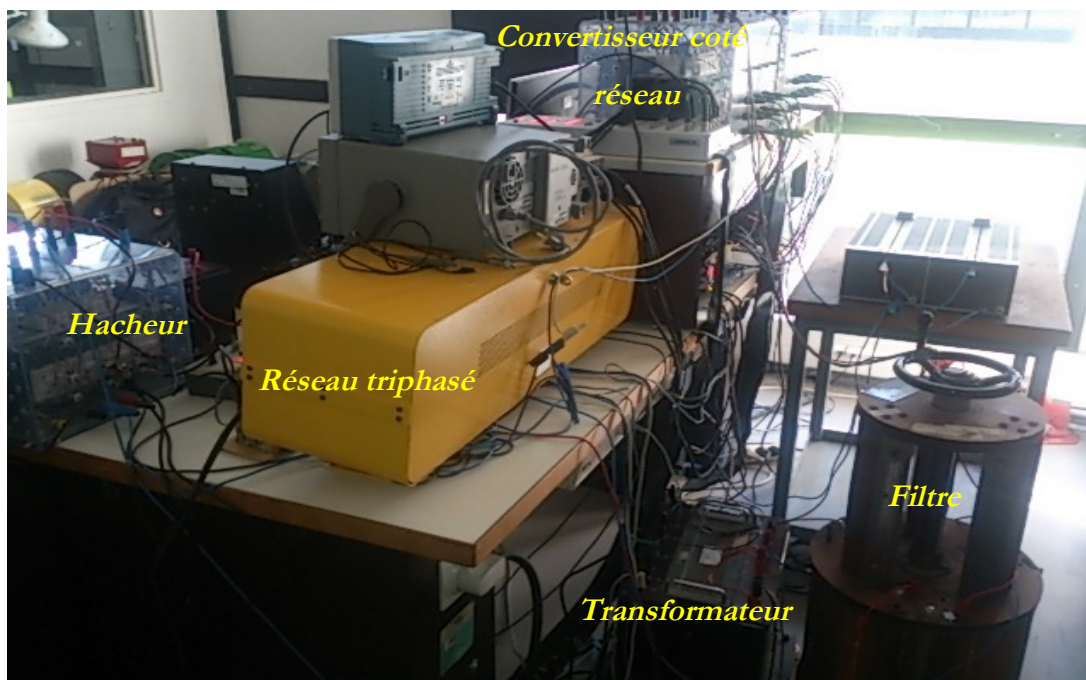


Figure V.3. Montage des équipements côté réseau.

Il est important de souligner que cette réalisation complète de la chaîne éolienne a été réussie après plusieurs battements contre plusieurs contraintes.

Au début, une partie de la plateforme expérimentale (émulateur éolien, GSAP alimente une charge continue) a été réalisée dans le Laboratoire des Energies Renouvelables à l'Université de Sétif1, mais en raison du manque et non disponibilité de matériel pour construire toute la chaîne éolienne, la suite du travail de réalisation a été faite au Laboratoire des Systèmes Electriques et Energies Renouvelables au Maroc, (émulateur éolien, GSAP alimente une charge alternative), mais à cause de contrainte de temps, la suite n'a pas été possible. Enfin, on a réussi de réaliser un banc d'essai fini grâce au laboratoire de l'ESIEE de Paris dans le cadre du Programme National Exceptionnel (PNE) initié par le ministère de l'enseignement supérieure.

Ce montage et sa réalisation sont passés par plusieurs étapes. Afin de construire une chaîne éolienne complète, tous les équipements doivent être dimensionnés et choisis judicieusement selon ce qui est disponible au laboratoire pour qu'ils soient bien adaptés non seulement en termes de puissance, mais aussi en termes de couples, de vitesses, de courants et de tensions, ce qui est contraignant et limite de répondre correctement au cahier des charges.

V.3. Réalisation de l'émulateur éolien

On a développé l'émulateur de la turbine éolienne dans laboratoire en temps réel pour qu'il soit utilisé dans les activités et les tests de recherches notamment quand le vent n'est pas disponible ou sa vitesse n'est pas suffisante. Le rôle de cet émulateur de la turbine éolienne est de remplacer la turbine éolienne réelle au laboratoire, toute en gardant le même comportement lorsqu'elle reçoit le même profil de vent dans un but de pouvoir tester n'importe quel cas.

Dans ce prototype, l'émulateur de la turbine éolienne est réalisé pour émuler le comportement de la turbine éolienne réel et pour examiner l'exécution de l'algorithme de MPPT et la commande de limitation de puissance par l'angle de calage des pales. L'émulation de la turbine éolienne est réalisée à l'aide d'un moteur à courant continu à excitation séparée, commandé par un hacheur à quatre quadrants. Ce dernier est commandé pour contrôler la vitesse et le couple du moteur. Le couple développé par ce moteur pour une vitesse du vent donnée est calculée pour entraîner le GSAP d'une manière semblable à celle de la turbine éolienne réelle.

L'algorithme d'émulation est contrôlé à l'aide de logiciel 'Control desk' en temps réel par la carte dSPACE DS1104 branchée à un ordinateur PC. Une interface de mesure de capteurs de tensions, de courants et de vitesse est connectée au dSPACE afin de recevoir les grandeurs nécessaires à la commande de la machine. La mesure de la vitesse a été faite grâce à un capteur incrémental implanté sur le MCC. La plateforme de commande envoie un signal analogique de référence pour la commande du MCC à l'aide de convertisseur de puissance réalisant le comportement dynamique du système émulé. Il est noté qu'on a utilisé deux types de convertisseur, redresseur commandé, et hacheur. Le schéma d'émulation de la turbine éolienne est montré sur la figure (V.4) [28, 53, 57, 62]:

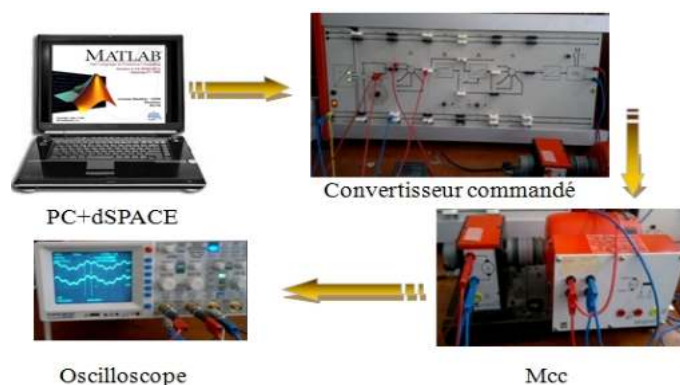


Figure V.4. Montage expérimental d'émulateur éolien à base d'un redresseur commandé.

La réalisation du simulateur de la turbine éolienne nous a imposé de passer par les étapes de modélisation, de commande et de simulation de la machine à courant continu disponible sur le banc d'essai. Le travail effectué sur la partie MCC du banc d'essai peut être donné par les parties suivantes:

- Modélisation du MCC ;
- Simulation du MCC ;
- Montage de l'encodeur ;
- Adaptation des gains des capteurs ;
- Identification des paramètres du MCC ;
- Implémentation de la commande du MCC et simulation avec les paramètres réels ;
- Implémentation des lois de commande de l'émulateur de la turbine éolienne.

V.3.1. Modélisation et commande du moteur à courant continu (MCC)

Le modèle électrique de la machine à courant continu à excitation séparée est représenté sur la figure (V.5) [25] :

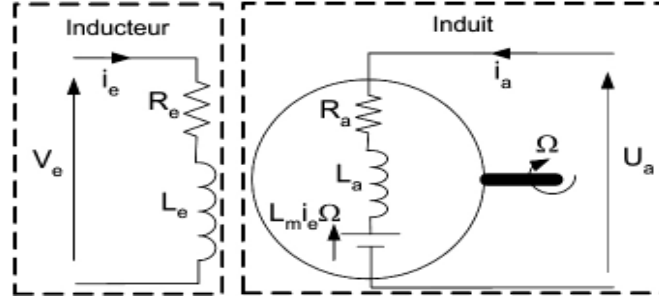


Figure V.5. Modèle électrique du MCC à excitation séparée.

Les équations électriques de la MCC à excitation séparée sont données par [25, 76]:

$$\begin{cases} V_e = R_e \cdot i_e + \frac{L_e di_e}{dt} \\ U_a = R_a \cdot i_a + \frac{L_a di_a}{dt} + E_{mcc} \end{cases} \quad (\text{V.1})$$

Dans notre cas, le flux créé par un aimant permanent, se comporte comme celui créé par un bobinage d'inducteur du MCC à excitation constant, on a alors [25]:

$$\Phi_\varepsilon = L_m \cdot i_\varepsilon = K_\varepsilon \approx K_t \quad (\text{V.2})$$

Les équations de la force électromotrice et du couple électromagnétique sont :

$$\begin{cases} E_{mcc} = K_e \cdot \Omega \\ T_{em} = K_t \cdot i_a \end{cases} \quad (\text{V.3})$$

L'équation mécanique :

$$J_{mcc} \frac{d\Omega}{dt} = K_e \cdot i_a \cdot f_{mcc} \Omega - T_r \quad (\text{V.4})$$

Les équations (V.1) à (V.4) sont ainsi simplifiées et le modèle physique peut être exprimé dans l'espace d'état sous la forme [76] :

$$\left[\dot{X} \right] = [A][X] + [B]U + [D]W \quad (\text{V.5})$$

avec :

$$[X] = [i_a \quad \Omega]^t \quad (\text{V.6})$$

$$[A] = \begin{bmatrix} -\frac{R_a}{L_a} & -\frac{K_e}{L_a} \\ \frac{K_e}{J_{mcc}} & -\frac{f_{mcc}}{J_{mcc}} \end{bmatrix}; [B] = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_a} \\ 0 \end{bmatrix}; [U] = V_a; [D] = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{J_{mcc}} \end{bmatrix}; [W] = T_r \quad (\text{V.7})$$

La machine à courant continu et MSAP utilisées ont nécessité l'identification des paramètres. Les méthodes d'identification des paramètres sont détaillées en annexe (C) [25, 103, 104].

La machine à courant continu que nous avons commandé est une machine de 3kW dont les caractéristiques suivantes:

$$V_a=140 \text{ V}, 3800 \text{ tr/min. } R_a=5,5 \text{ } \Omega ; L_a=0,047 \text{ H} ; J_{mcc}=0,042 \text{ kg.m}^2 ; f=0,017 \text{ N.m.s}^{-1} ; K_e=0.3.$$

V.3.2. Stratégie de commande du moteur à courant continu (MCC)

Pour commander le MCC, on a utilisé deux méthodes selon les équipements disponibles dans les laboratoires, la première à l'aide d'un redresseur commandé comme on a vu déjà, la deuxième est à travers un hacheur à quatre quadrants. Dans les deux cas, on contrôle la tension d'entrée du MCC.

Selon les équations précédentes, le modèle d'état de MCC est mis sous forme de schéma bloc suivant [25]:

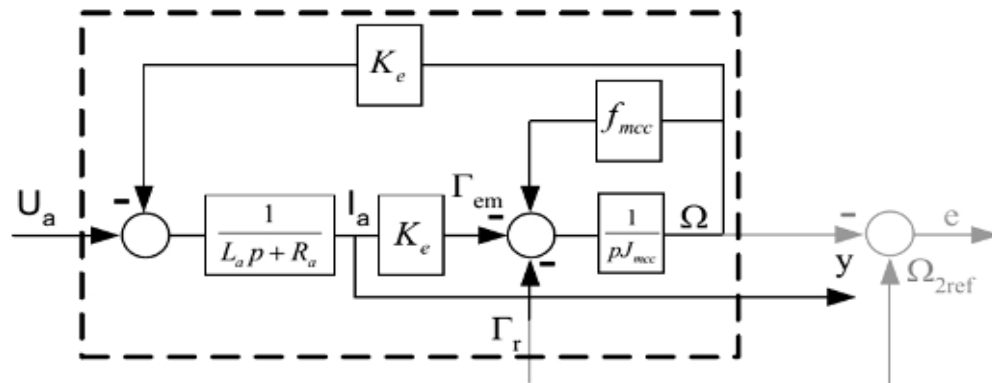


Figure V.6. Schéma bloc du MCC à excitation séparée.

Le couple résistant est considéré comme une perturbation. La variable Ω_{ref} représente la vitesse de rotation de référence (provient du modèle de la turbine) à laquelle on souhaite asservir la vitesse de rotation de la machine. L'écart entre la consigne de vitesse et la vitesse réelle est noté par la variable "e". L'objectif de la commande est d'asservir la vitesse issue de la turbine et émuler son comportement, figure (V.7) [28].

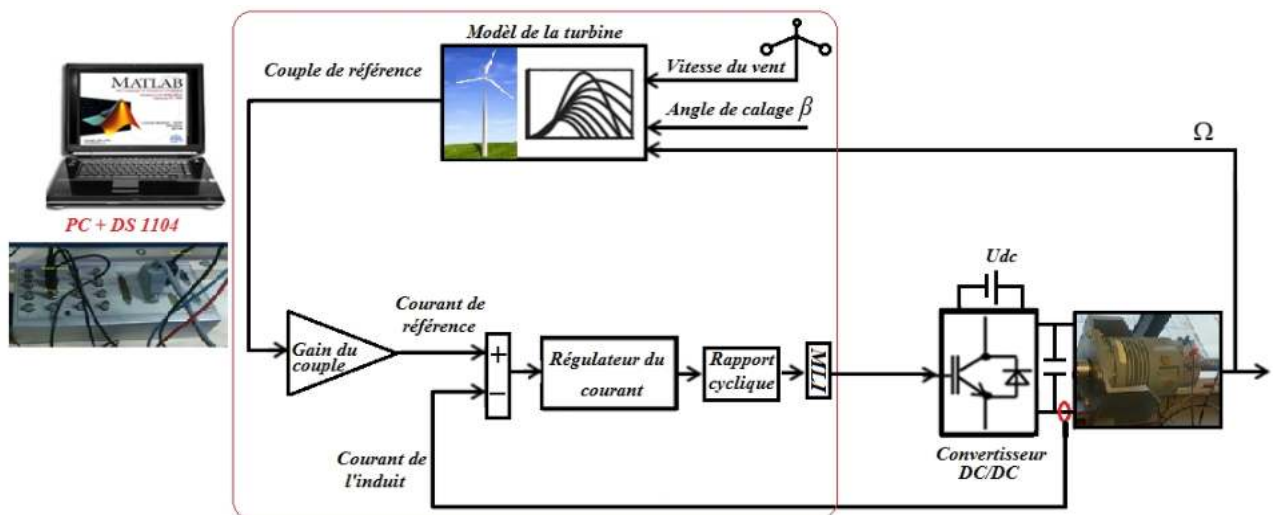


Figure V.7. Schéma de commande d'émulateur éolien réalisé à base d'un hacheur.

V.3.3. Mise en œuvre et résultats d'émulateur

Dans un premier temps, l'ensemble du simulateur éolien est testé à l'aide du logiciel Matlab Simulink. La référence de vitesse est générée par le modèle de la turbine établi dans le deuxième chapitre, cette référence est appliquée au modèle de la machine à courant continu avec un asservissement de vitesse. La deuxième étape consiste à remplacer le modèle de la machine simulée par une machine réelle interfacée avec Matlab par l'intermédiaire d'une carte Dspace [28], [105].

Dans ces deux essais, au début, le modèle de l'éolienne est laissé libre sans aucun couple résistant pour ne pas perturber son fonctionnement, puis on fait l'émulation du couple de la turbine avec la présence du couple résistant. Les résultats de simulation et expérimentaux sont présentés dans les figures suivantes.

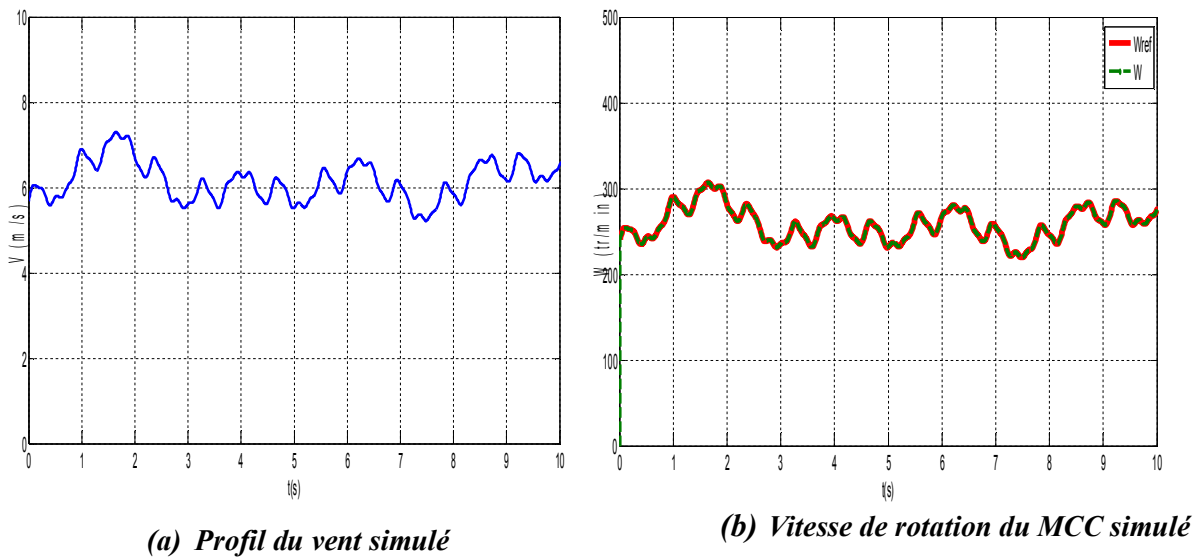


Figure V.8. Résultats de simulation d'émulateur éolien (profil du vent et vitesse de rotation).

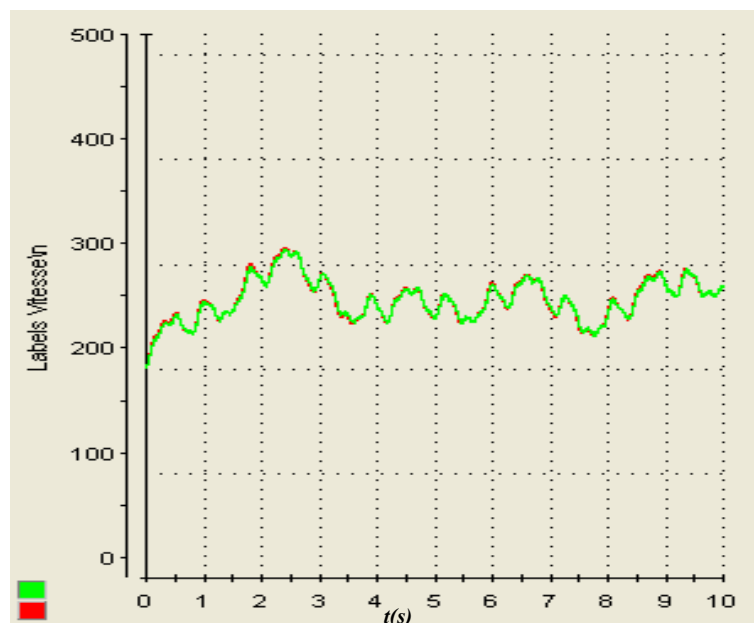


Figure V.9. Vitesse de rotation réelle avec sa référence.

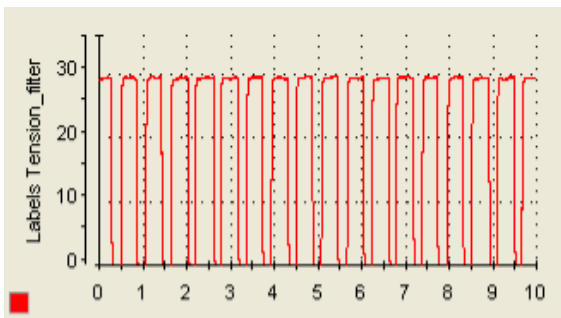


Figure V.10. Tension de hacheur.

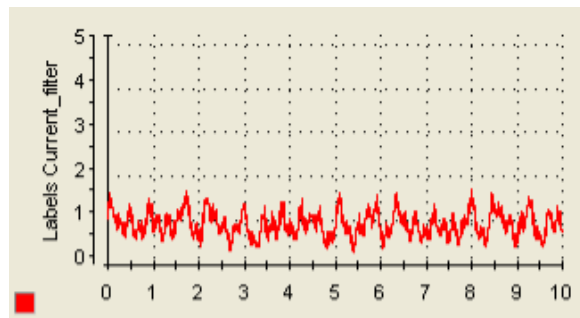
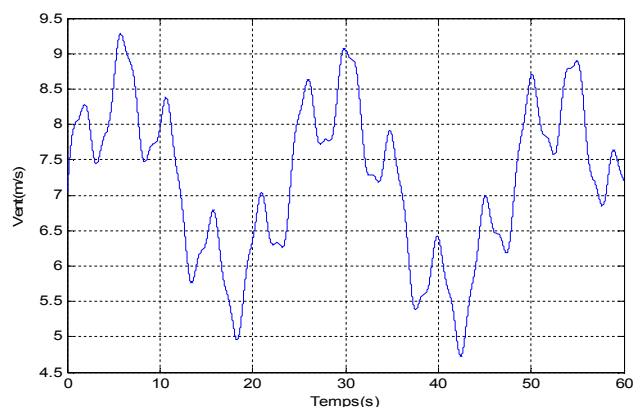


Figure V.11. Courant de hacheur.



(c) Vitesses de rotation de la turbine (référence) et du MCC



(d) Profil du vent simulé

Figure V.12. Résultats de simulation et expérimentaux d’émulateur éolien.

V.3.3.1. Interprétations et commentaires

On remarque une bonne adaptation de la vitesse de MCC à la vitesse du vent, ce qui signifie que le MCC se comporte comme la turbine éolienne réelle et l’émulation est bien réalisée.

Nous avons également présenté, le courant dans l’induit de la MCC, ainsi que la tension à ses bornes en corrélation avec les variations de la vitesse de vent. Grâce à l’interface logicielle dSPACE control-Desk, on a visualisé les signaux mesurés en temps réel.

On remarque bien que les variations de la vitesse de rotation du MCC suivent directement les variations de la vitesse du vent, ainsi la vitesse de rotation effective suit bien la vitesse de référence générée par la turbine. On peut voir que le courant et donc le couple sont proportionnels aux variations de la vitesse du vent grâce à la commande du hacheur. On observe que le rapport cyclique du hacheur est variable, ce qui implique que la valeur moyenne de la tension est variable, par conséquent on obtient une vitesse variable suivant le profil du vent [28].

Les résultats expérimentaux et ceux de simulation de l’émulateur éolien sont quasiment identiques, ce qui montre la validité du modèle et la commande appliquée.

Après avoir réalisé l’émulateur éolien, on a fait le couplage de la machine à courant continu avec le générateur synchrone à aimants permanents, en plus, on a implanté les algorithmes de commande de la turbine éolienne (MPPT et l’angle de calage des pales).

V.4. Réalisation de la chaîne éolienne

V.4.1. Implantation de la commandes MPPT et de l'angle de calage des pales par RNA

Dans cette partie, nous validons en détail les algorithmes de commande de la turbine éolienne en temps réel. L'algorithme de MPPT impose soit un couple de référence proportionnel au carré de la vitesse de rotation de GSAP, ou bien correspond à la vitesse de référence optimale. La convergence au point maximum de puissance est obtenue en employant cette règle simple, si la vitesse de rotor est plus élevée que l'optimum, le couple du générateur sera plus élevé que celui de la turbine, donc, ralentissant le système. Inversement, si la vitesse de rotor est inférieure à l'optimum, le couple du générateur sera inférieur à celui de la turbine, accélérant le système [28]. Le bon fonctionnement de cet algorithme est traduit par la valeur maximale du coefficient de puissance.

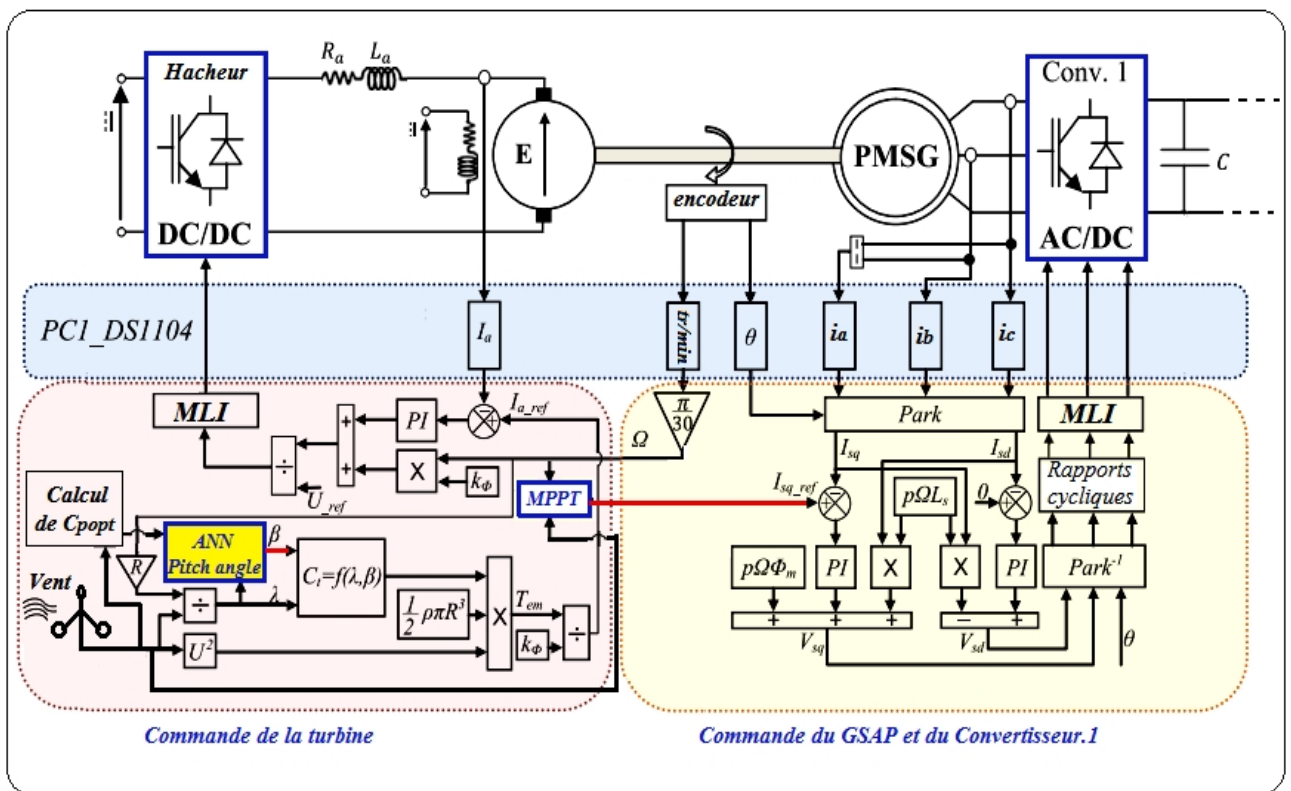


Figure V.13. Commande de la turbine couplée au GSAP et au convertisseur.

Lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur nominale, on a appliqué notre algorithme de commande lequel on a développé dans le deuxième chapitre, alors l'angle de calage augmente d'une façon à limiter l'excès de la puissance, cette augmentation de la valeur de l'angle est accompagnée par la diminution de la valeur du coefficient de puissance [19].

Les résultats expérimentaux de l'émulateur éolien et de la commande MPPT utilisant un profil de vitesse du vent variable sont montrés sur les figures suivantes :

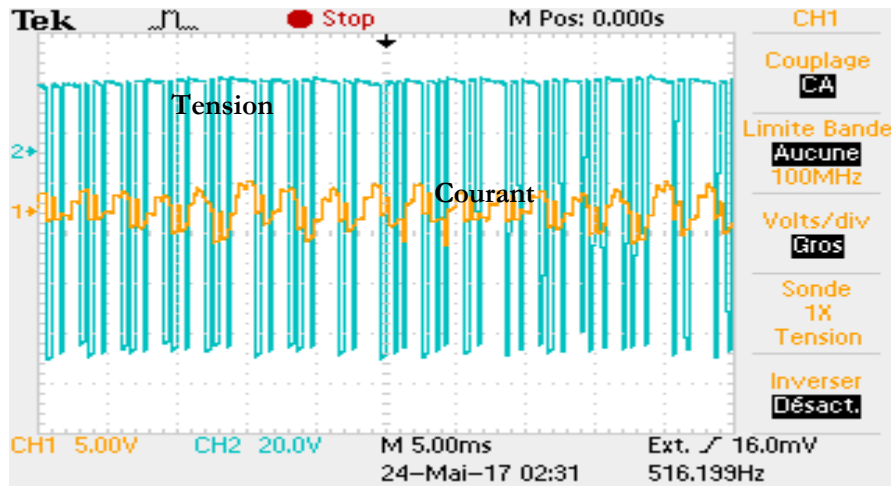


Figure V.14. Courant et tension d'émulateur éolien réalisé.

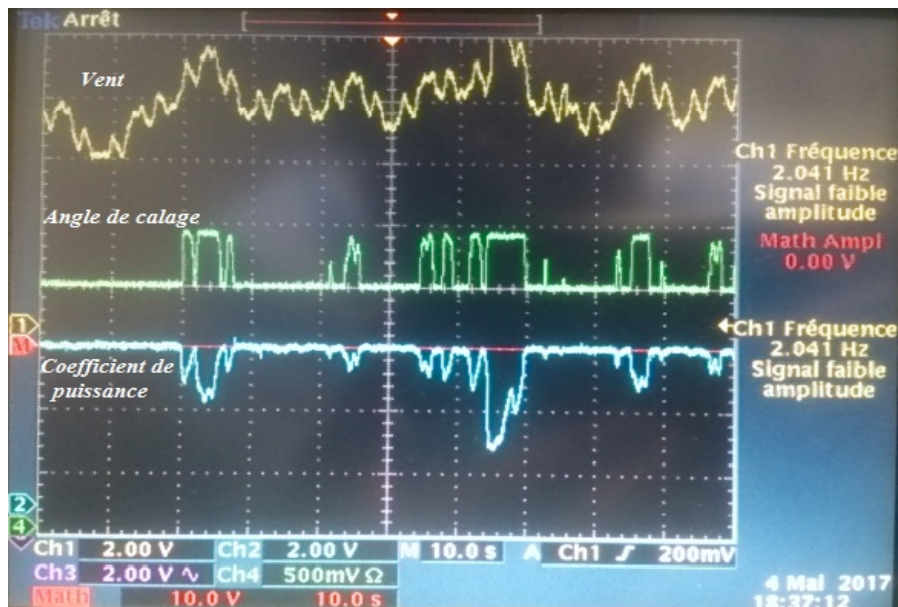


Figure V.15. Résultats expérimentaux d'émulateur éolien.

V.4.1.1. Interprétations et commentaires

On remarque que les deux commandes MPPT et la commande de l'angle de calage sont bien réalisées en temps réel. Quand la vitesse du vent est inférieure à celle nominale, la commande MPPT doit être appliquée. Alors, le réseau de neurone artificiel génère la valeur minimale de l'angle de calage, et la vitesse de rotor doit varier quand la vitesse du vent change afin de régler la vitesse spécifique à λ_{opt} , ce qu'est traduit par la valeur maximale du coefficient de puissance.

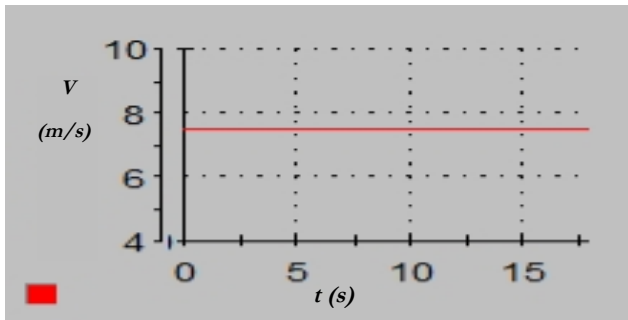
Néanmoins, lorsque la vitesse du vent dépasse celle nominale, le contrôleur (RNA) génère une valeur de l'angle de calage des pales correspondante pour limiter la puissance à celle nominale. Par conséquent, la valeur du coefficient de puissance diminue.

Les résultats expérimentaux vérifient et assurent bien la validité et l'efficacité du contrôleur développé à base de RNA. Les deux commandes sont assurées en utilisant des profils de vent variables, ils sont publiés dans [19, 28].

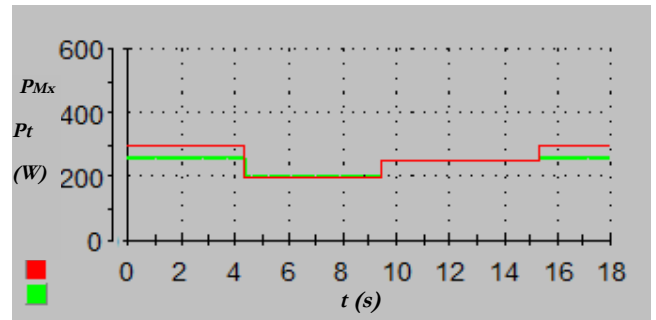
V.4.2. Performance de la commande par RNA vis-à-vis de la variation de la puissance limite

Dans cette partie, on a fait un test expérimental en temps réel afin de vérifier et valider l’algorithme de commande développée à base de RNA pour différentes puissance en cas de changement de générateur ou de charge, ce qui nous impose de limiter la puissance produite selon la puissance nominale du générateur et les équipements électroniques [19, 28].

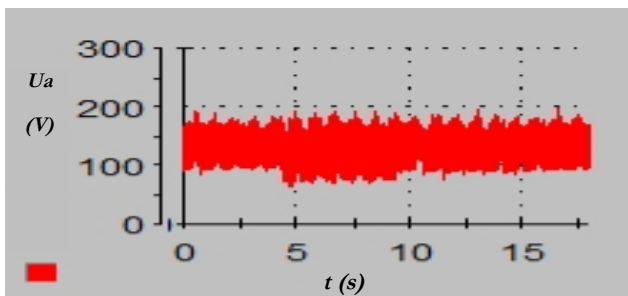
Cet essai consiste à varier la puissance limite (maximale) et en gardant une vitesse du vent constante afin de découvrir bien le fonctionnement de cette commande. Les résultats expérimentaux sont illustrés dans les figures suivantes:



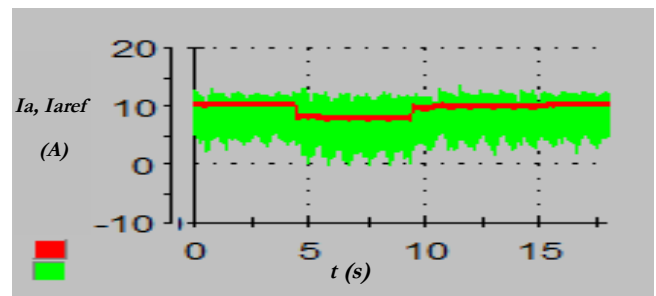
(a) Vitesse du vent (m/s)



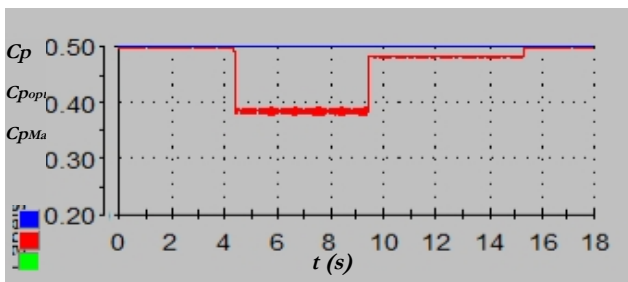
(b) Variation de la puissance maximale(W)



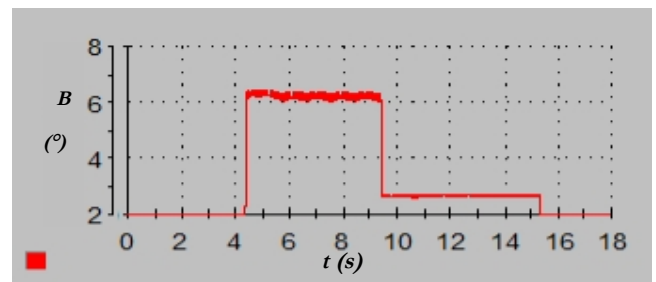
(c) Tension de hacheur(V)



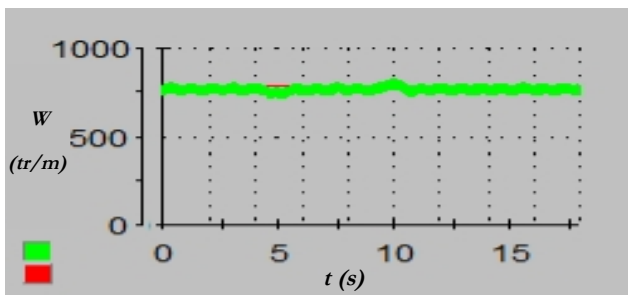
(d) Courant d’émulateur avec sa référence(A)



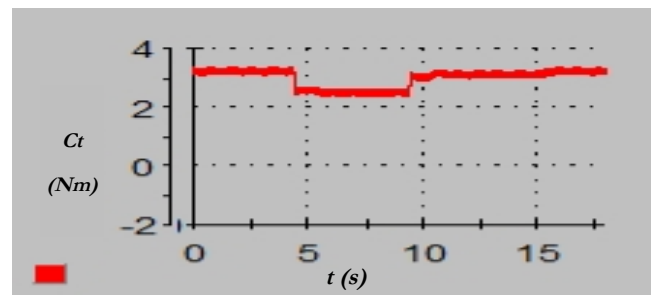
(e) Coefficient de puissance



(f) Angle de calage (°)



(g) Vitesse de rotation (tr/min)



(h) Couple d’émulateur(N.m)

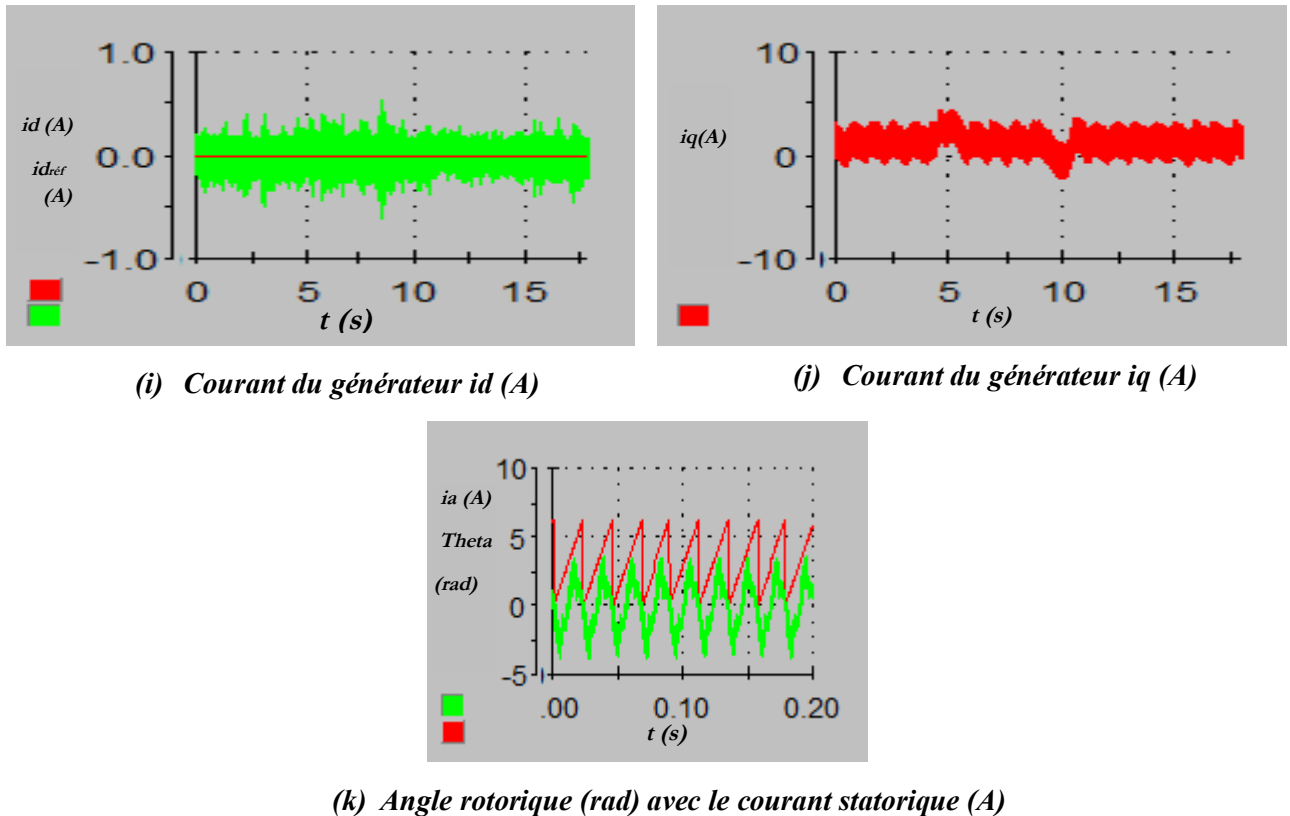


Figure V.16. Test expérimental de la limitation de la puissance.

V.4.2.1. Interprétations et commentaires

La vitesse du vent est maintenant constante (à 7.5m/s), l'émulateur éolien se comporte bien comme le couple de la turbine réelle grâce à la commande appliquée sur le hacheur, figures (V.16.c, d, h).

- **de 0, à 4.2s :**

La figure (V.17.b) montre que la puissance correspondant à cette vitesse est de 250W, mais comme cette dernière est inférieure à la puissance maximale de référence dans cet intervalle, alors il est nécessaire de fonctionner dans la zone MPPT, le régulateur RNA génère automatiquement la valeur minimale de l'angle de calage ($\beta=2^\circ$), le coefficient de puissance prend sa valeur maximale grâce à la bonne régulation de vitesse, figures (V.16.e, f, g). Le courant i_q commande la vitesse et il est proportionnel au couple de la turbine, cependant le courant i_d reste nul à sa valeur de référence, donc la commande du GSAP est assurée, figures (V.16.i, j).

La figure (V.16.k) montre un bon autopilotage du GSAP, avec une absorption sinusoïdale des courants grâce à la commande du convertisseur MLI. L'amplitude et la fréquence des courants débités du GSAP sont proportionnelles à la vitesse de rotation.

- **de 4.2 à 9.8s :**

La puissance maximale imposée est maintenant de 200W, inférieure à celle disponible, alors le régulateur passe automatiquement au fonctionnement de limitation de la puissance, et donc, il délivre la valeur de l'angle de calage correspondant afin de dégager l'excès de la puissance, par conséquent, la valeur du coefficient de puissance diminue par une valeur aussi correspondant à la

valeur de puissance de référence (maximale), figures (V.16.b, e, f). En même temps, la vitesse revient à sa valeur de référence après une petite perturbation compensée par le courant i_q , mais comme la puissance produite doit être limitée, alors le couple diminue, figures (V.16.g, h).

- **de 9.8 à 15.5s :**

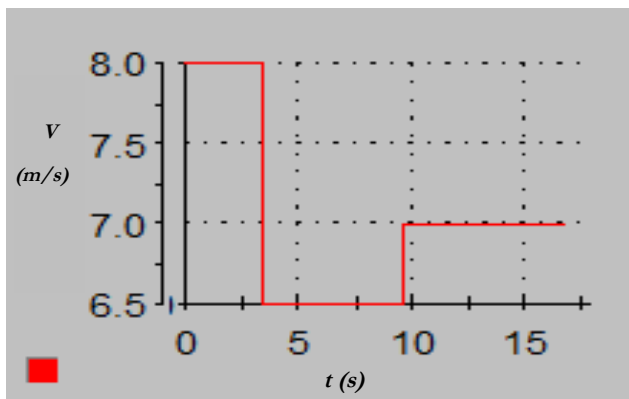
Dans ce cas, la puissance maximale imposée est de 230W, légèrement inférieure à celle disponible, donc le régulateur reste au fonctionnement de limitation de puissance, mais il délivre une valeur de l'angle de calage plus petite par rapport à celle précédente, par contre, la valeur du coefficient de puissance augmente par une valeur correspondante à la valeur de puissance de référence, figures (V.16.b, e, f). La vitesse reste à sa valeur de référence, cependant le couple et le courant i_q augmentent légèrement selon la nouvelle valeur de la puissance de référence, figures (V.16.g, h).

- **de 15.5 à 18s :**

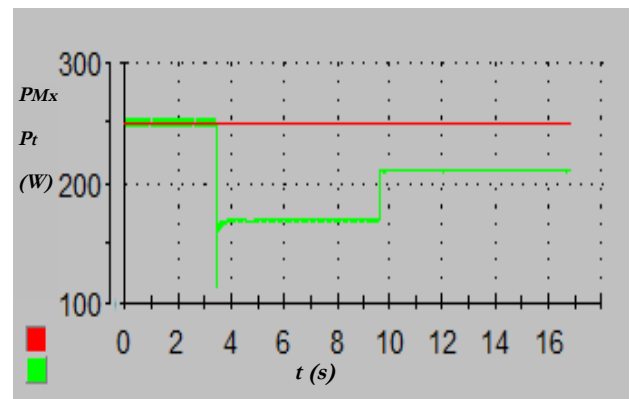
Dans cet intervalle, le système réagit comme le cas du premier intervalle (de 0, à 4.2s), ce qui prouve la robustesse des commandes et la stabilité du système.

V.4.3. Performance de la chaîne éolienne via à vis la variation des échelons de vitesses du vent

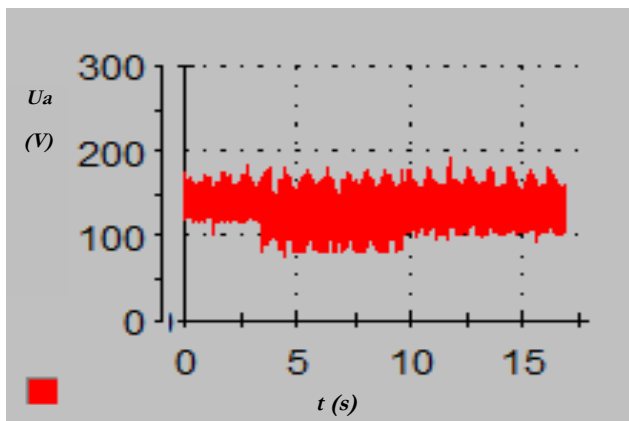
Dans ce cas, on impose des échelons de vitesse du vent en temps réel afin de vérifier et valider les algorithmes des commandes développées, figure (V.17) :



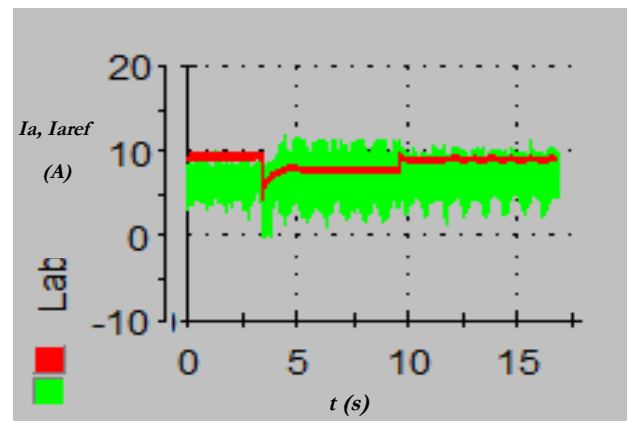
(a) Vitesse du vent (m/s)



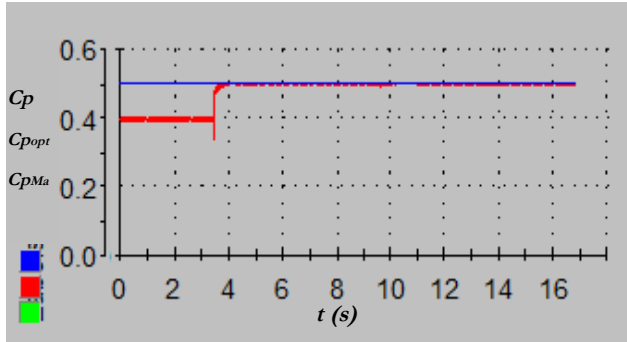
(b) Variation de la puissance maximale(W)



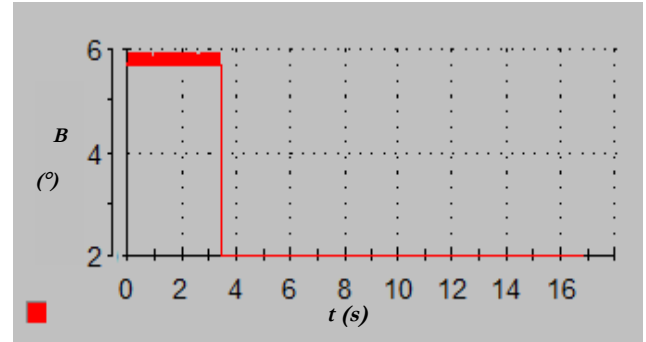
(c) Tension de hacheur(V)



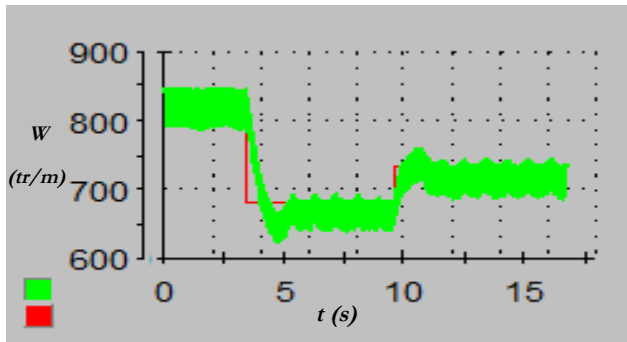
(d) Courant d'émulateur avec sa référence(A)



(e) Coefficient de puissance



(f) Angle de calage (°)



(g) Vitesse de rotation (tr/min)

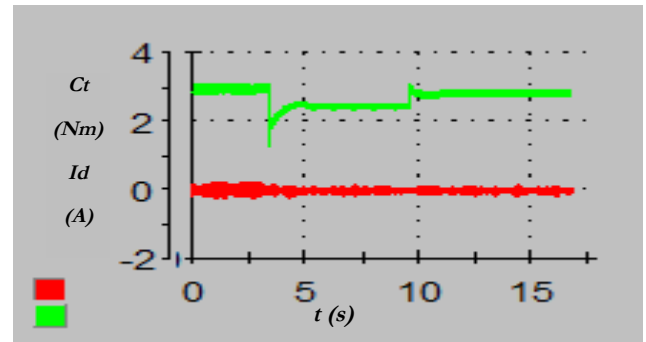
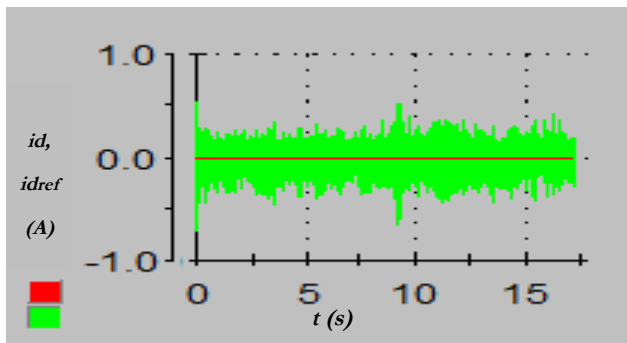
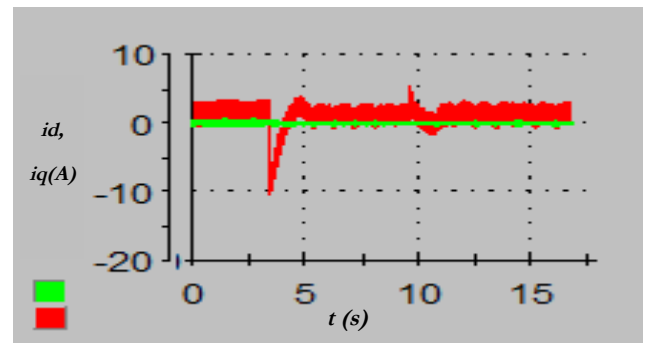
(h) Couple électromagnétique (N.m) et i_d (A)(i) Courant du générateur i_d (A)(j) Courant du générateur i_d, i_q (A)

Figure V.17. Test expérimental de la limitation de la puissance.

Les échelons de vitesse du vent appliqués sont respectivement: 8m/s, de 0 à 3s, 6.5m/s, de 3 à 9.8s et 7m/s, de 9.8 à 16s), figure (V.17.a).

- **de 0, à 3s :**

Dans cet intervalle, l'émulateur éolien fonctionne bien comme le couple de la turbine réelle grâce à la commande appliquée sur le hacheur, figures (V.17.c, d, h).

La figure (V.17.b) montre que la puissance correspondante à cette vitesse du vent est supérieure à 250W, alors le régulateur RNA génère la valeur correspondante de l'angle de calage afin de limiter la puissance à celle de référence (250W), par conséquent, la valeur du coefficient de puissance diminue, figures (V.17.b, e, f).

La figure (V.17.i) montre que la vitesse de rotation suit bien sa référence grâce à la commande vectorielle appliquée sur le GSAP, figures (V.17.g, j).

- **de 3s à 9.8s :**

La vitesse du vent diminue (de 8 à 6.5m/s), par conséquent, la puissance disponible diminue à 170W car elle est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. En effet, le couple de l'éémulateur et celui de la turbine diminuent grâce à la commande du hacheur, figures (V.17.c, d, h). Et comme la puissance disponible est inférieure à celle de référence, alors l'angle de calage de calage devient minimal et le coefficient de puissance maximale, il s'agit de la commande MPPT, figures (V.17.e,f).

La figure (V.17.g) montre que la diminution de la vitesse du vent est accompagnée aussi par la diminution de la vitesse, il est remarqué que la vitesse répond avec une bonne dynamique grâce à la commande appliquée, figures (V.17.i, j).

- **de 9.8s à 16s :**

Dans ce cas, la puissance disponible correspond à cette vitesse du vent augmente (211W), mais elle reste encore inférieure à celle de référence, alors, le fonctionnement de la commande MPPT est maintenant, figures (V.17.a-h). Cette augmentation de la vitesse du vent est accompagnée par l'augmentation du couple de la turbine et de la vitesse de rotation. Cette dernière répond rapidement à la nouvelle consigne grâce à la commande, ce qui confirme un bon fonctionnement de la commande MPPT avec asservissement de vitesse, figures (V.17.g-j).

Les résultats expérimentaux assurent bien la validité et l'efficacité de contrôleur développé à base de (RNA) [19, 28].

Après avoir vérifié en temps réel la validité des commandes appliquées par des échelons des puissances de référence et aussi par des échelons de vitesses du vent, on passe aux testes de la validation de la chaîne éolienne couplée au réseau avec un profil de vent variable.

V.5. Commande de la chaîne éolienne couplée au réseau en temps réel

V.5.1. Comportement de la chaîne éolienne couplée au réseau via à vis la variation des vitesses du vent

Dans cette partie, on met la chaîne éolienne couplé au réseau triphasé sous des tests sévères et plus proches aux cas réels. Le schéma global des commandes implantées en temps réel sur le banc d'essai est représenté sur la figure (V.18) :

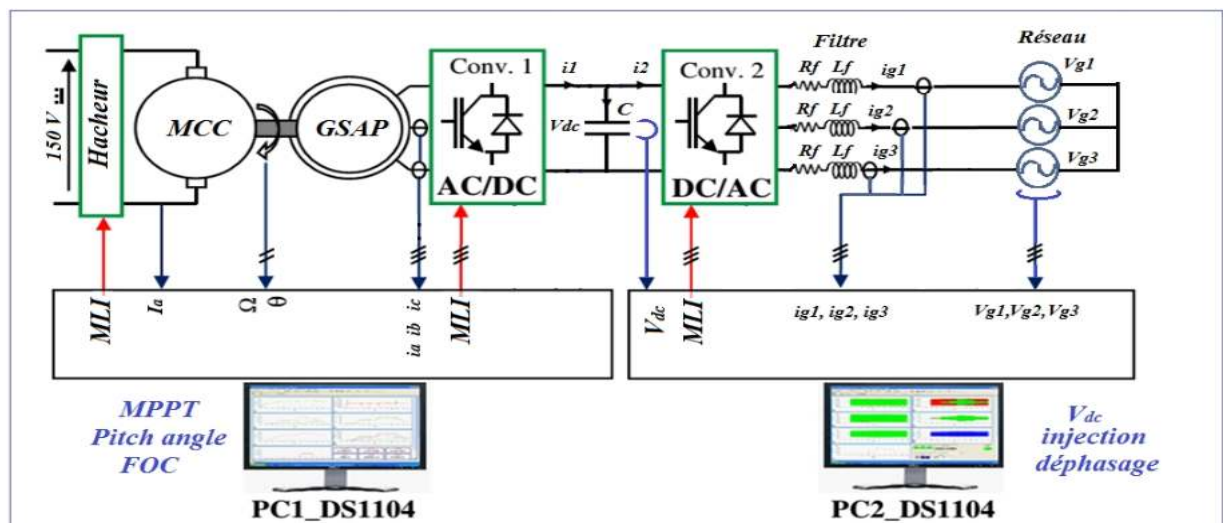
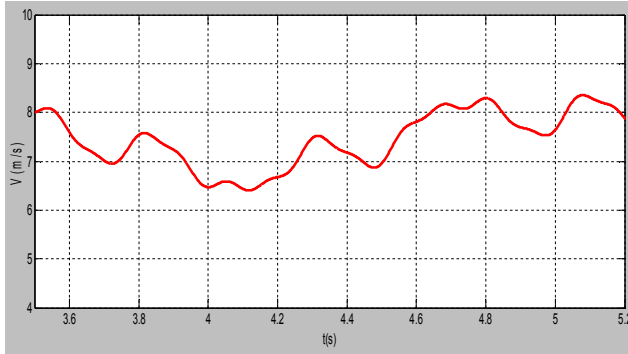
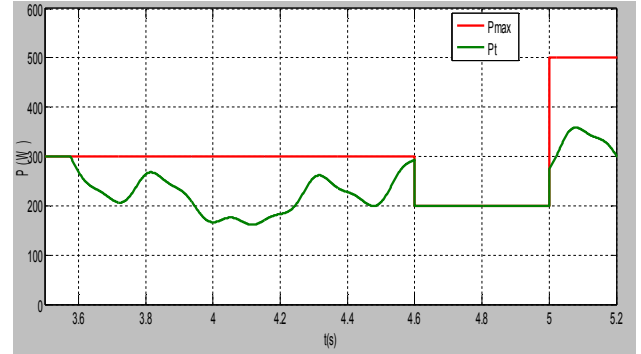


Figure V.18. Schéma expérimental de la chaîne éolienne couplée au réseau.

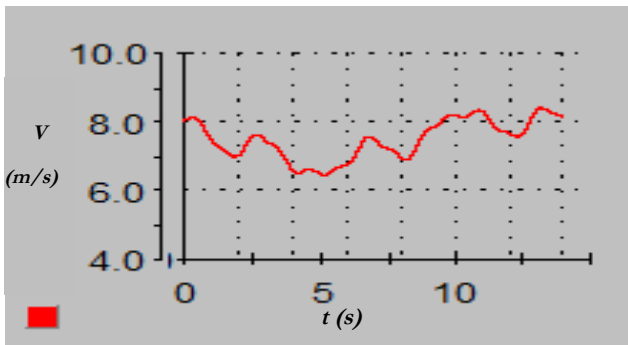
Du côté turbine, on impose un profil de vent variable [19], puis on fait varier les références de la puissance maximale. Sous un profil de vent variable toujours, on change les valeurs de tension du bus continu du côté réseau, ensuite, on opère des variations de tensions du réseau. La figure (V.19) représente les résultats expérimentaux avec la comparaison avec ceux de simulation (en haut).



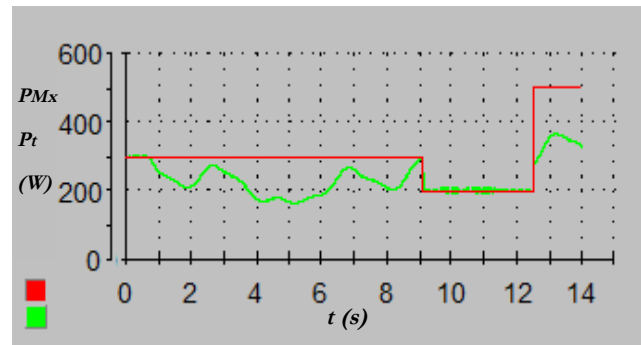
(a) Vitesse du vent (m/s), (simulation)



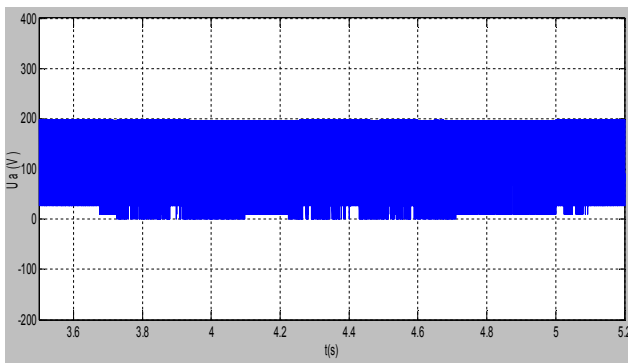
(b) Variation de la puissance maximale (W)



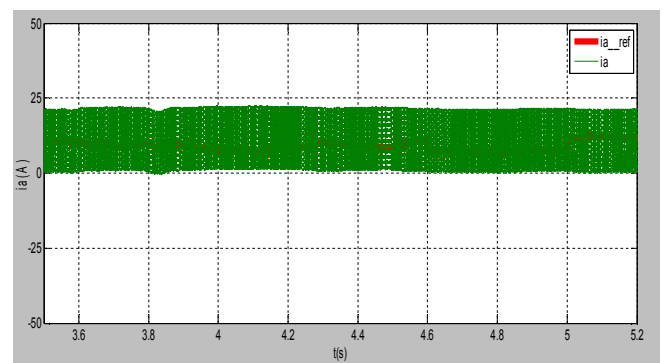
(c) Vitesse du vent (m/s), (pratique)



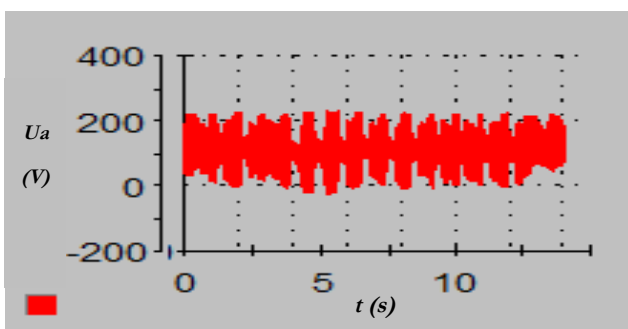
(d) Variation de la puissance maximale (W)



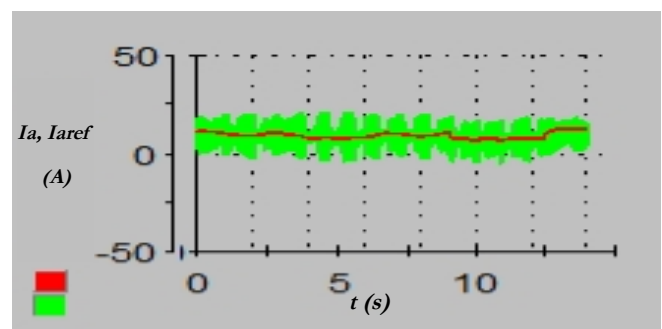
(e) Tension de hacheur (V)



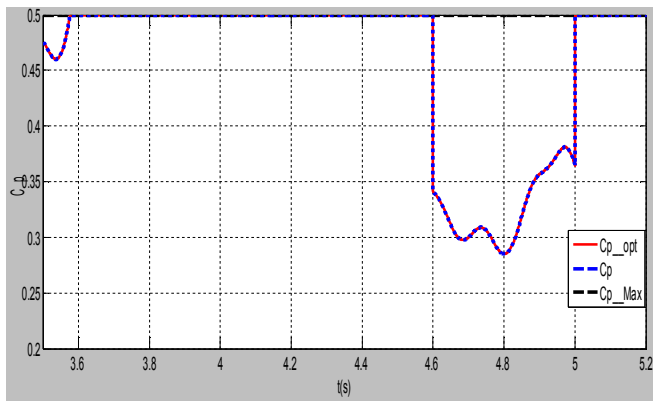
(f) Courant d'émulateur avec sa référence(A)



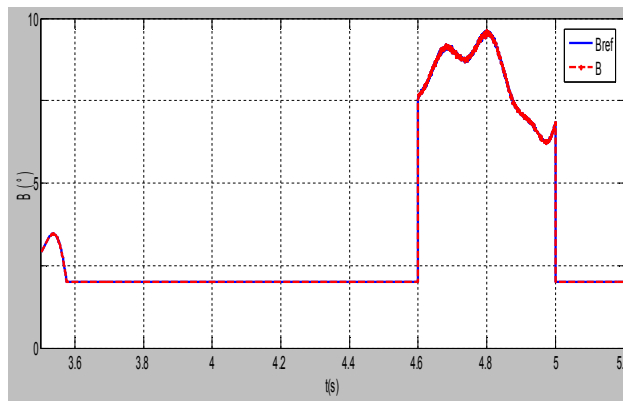
(g) Tension de hacheur (V)



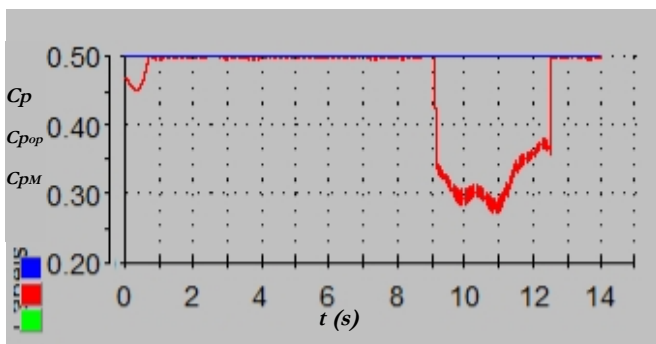
(h) Courant d'émulateur avec sa référence (A)



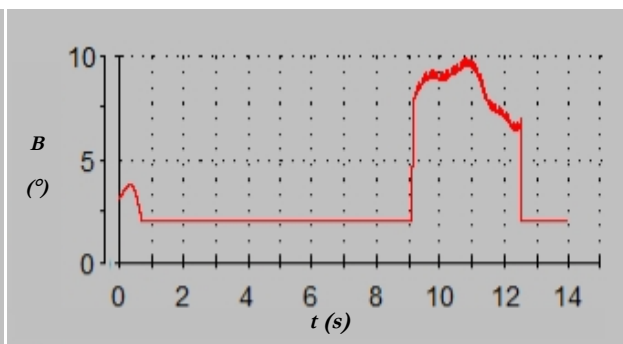
(i) Coefficient de puissance



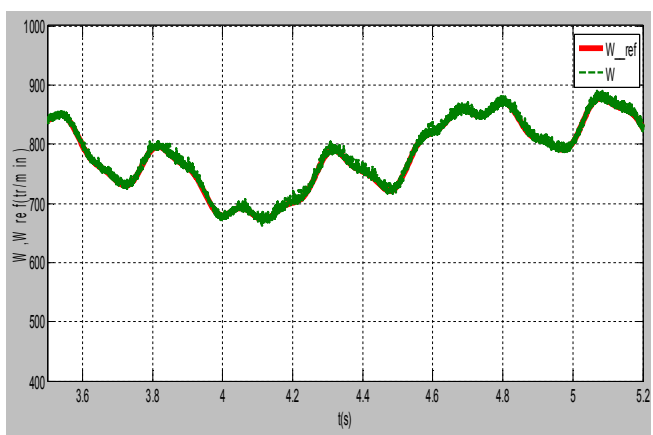
(j) Angle de calage (°)



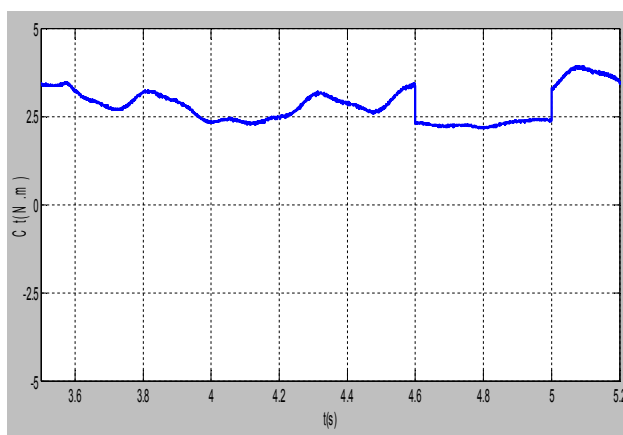
(k) Coefficient de puissance



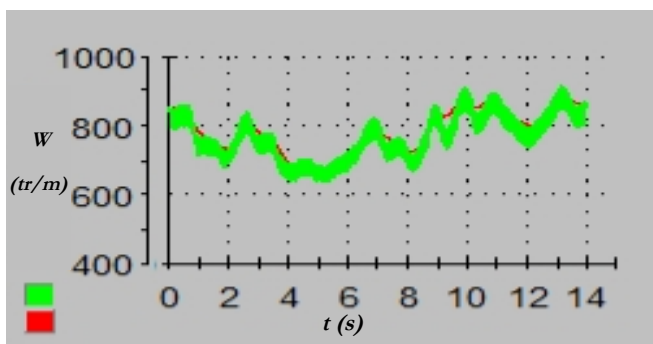
(l) Angle de calage (°)



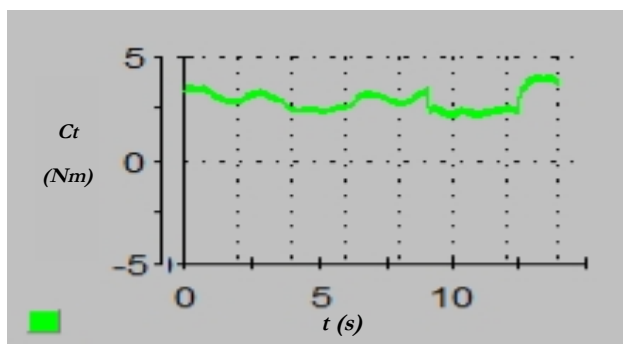
(m) Vitesse de rotation (tr/min)



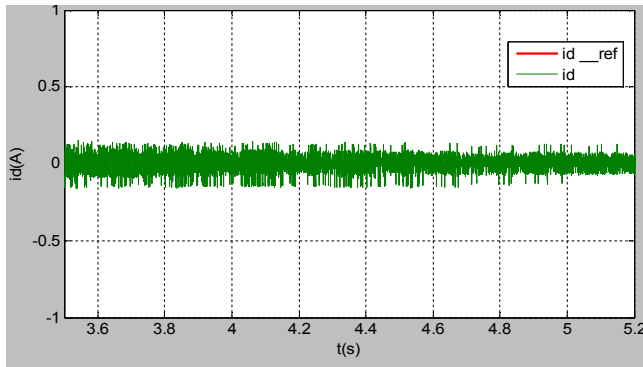
(n) Couple d'émulateur (N.m)



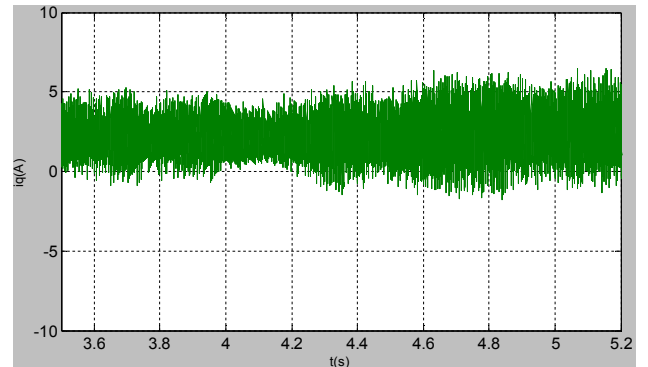
(o) Vitesse de rotation (tr/min)



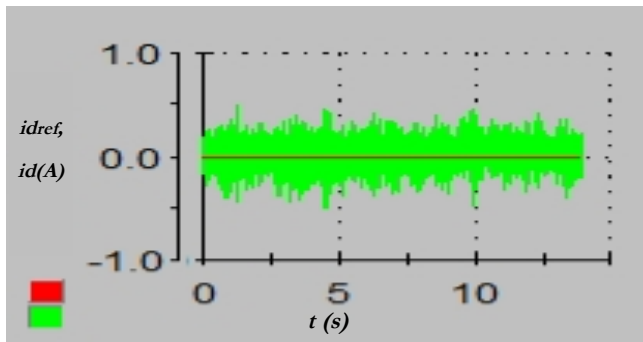
(p) Couple d'émulateur (N.m)



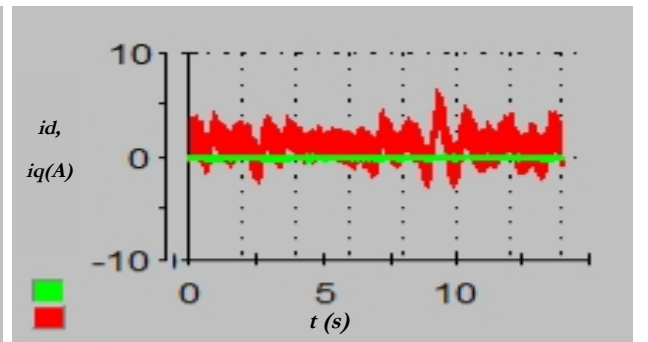
(q) Courant du générateur i_d (A)



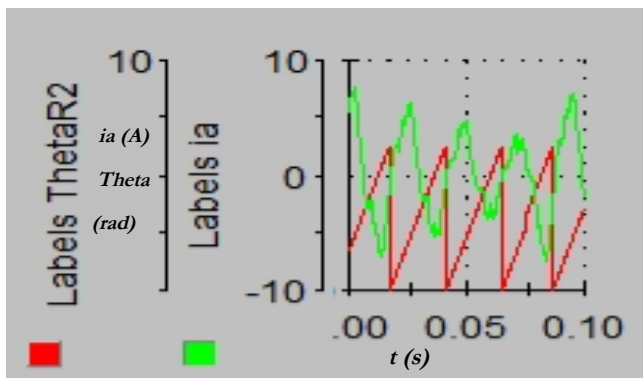
(r) Courants du générateur i_d, i_q (A)



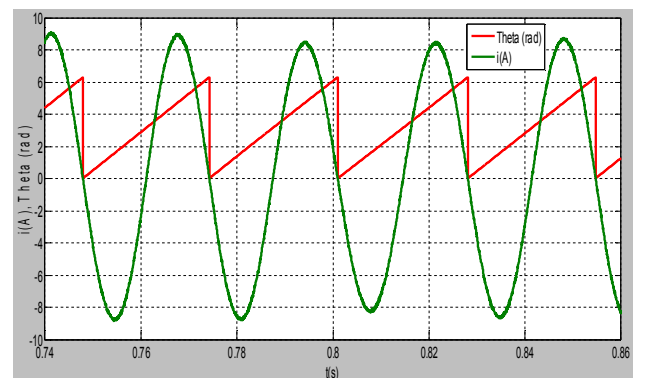
(s) Courant du générateur i_d (A)



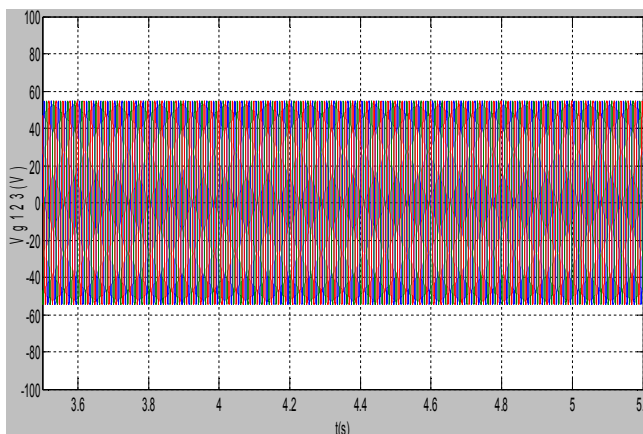
(t) Courants du générateur i_d, i_q (A)



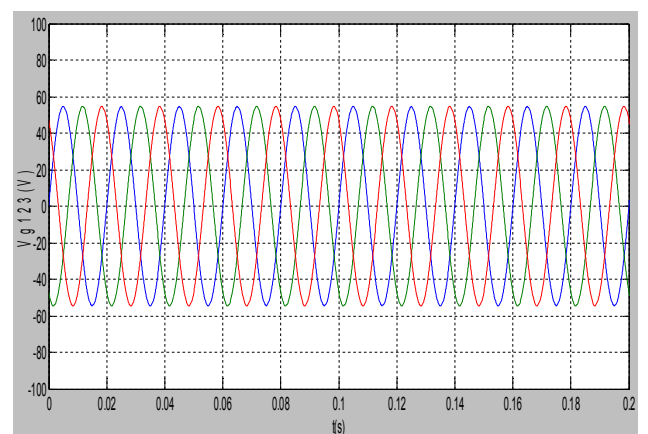
(u) Angle rotorique (rad) avec le courant statorique (A), (pratique)



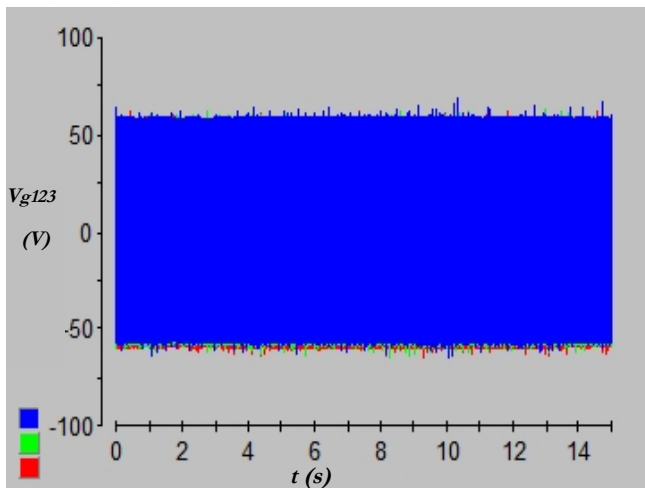
(v) Angle rotorique (rad) avec le courant statorique (A), (simulation)



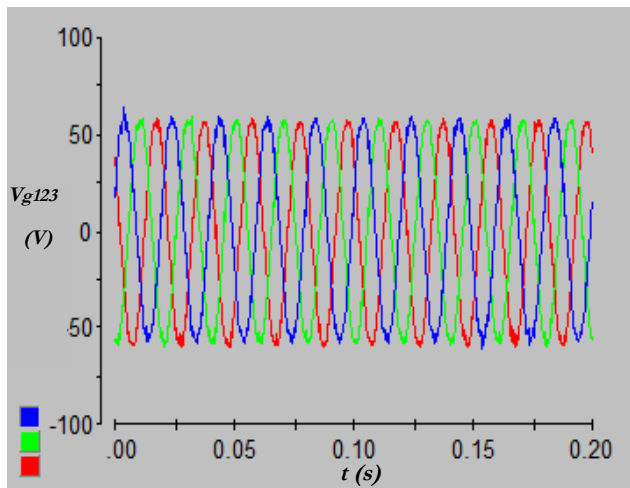
(w) Tensions du réseau (V)



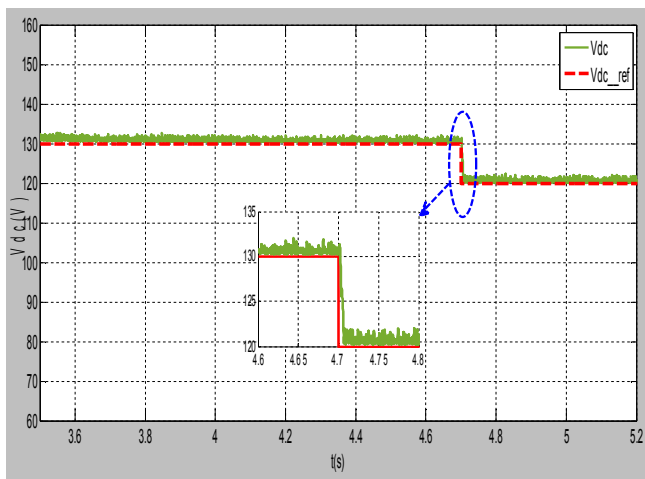
(x) Zoom des tensions du réseau (V)



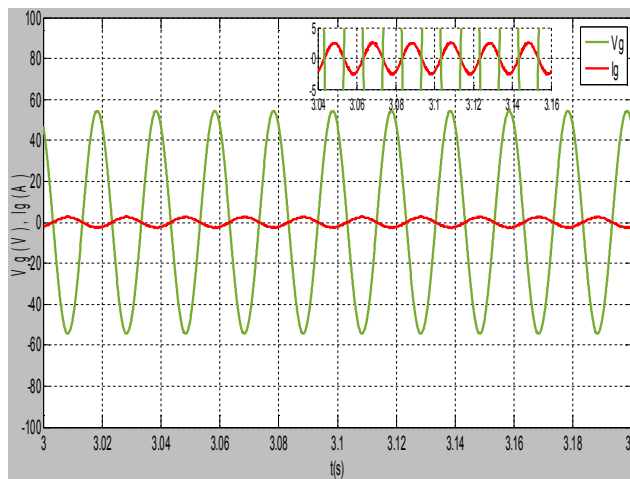
(y) Tensions du réseau (V)



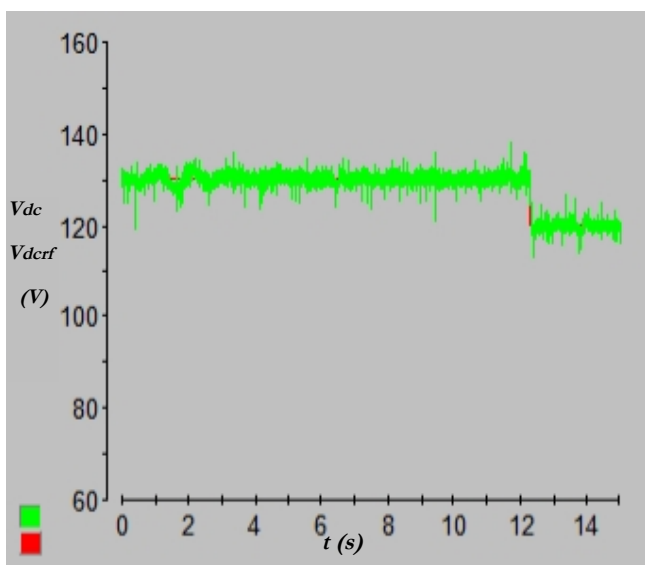
(z) Zoom des tensions du réseau (V)



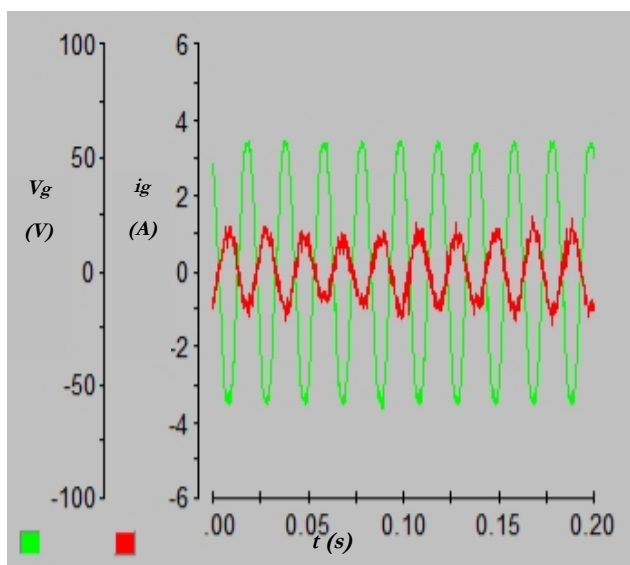
(aa) Tension du bus continu (V)



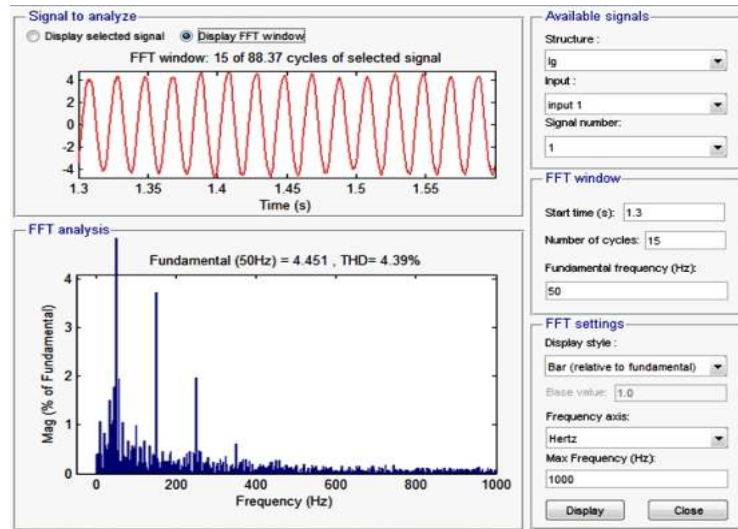
(bb) Tension du réseau (V) et courant injecté (A)



(cc) Tension du bus continu (V)



(dd) Tension du réseau (V) et courant injecté (A)



(ee) Facteur de distorsion des courants injectés (THD)

Figure V.19. Résultats expérimentaux de la chaîne éolienne couplée au réseau.

V.5.1.1. Interprétations et commentaires

On remarque que les résultats de simulation et ceux expérimentaux sont identiques, ce qui prouve bien la validité du modèle de simulation et les méthodes d'identification des paramètres ainsi que les commandes appliquées.

La figure (V.19.a) représente le profil de vitesse du vent variable appliqué sur la chaîne éolienne globale couplée au réseau triphasé (50Hz). On remarque que l'émulateur éolien se comporte bien avec les variations de la vitesse du vent comme la turbine éolienne réelle grâce à la commande appliquée sur le hacheur, figures (V.19.g, h, p).

- **De 0 à 9s**, la figure (V.19.b) montre que la puissance correspondante à la vitesse du vent est limitée à 250W, alors, le régulateur RNA génère automatiquement une valeur correspondante de l'angle de calage (de 0 à 0.8s) afin de limiter la puissance produite selon la consigne imposée, ce qu'est traduit par une diminution de la valeur du coefficient de puissance. Ensuite, la vitesse du vent diminue (de 0.8 à 9s), donc le système de commande passe automatiquement au fonctionnement MPPT délivrant la valeur minimale de l'angle de calage ($\beta=2^\circ$), et grâce à une bonne régulation de la vitesse de rotation à sa valeur de référence, le coefficient de puissance prend rapidement sa valeur maximale, figures (V.19. h, k, l, o).

- **De 9 à 12.5s**, la puissance maximale de référence est changée de 250 à 200W, alors le système passe rapidement au fonctionnement de limitation de puissance, mais cette fois il délivre une valeur plus élevée de l'angle de calage jusqu'à $\beta=10^\circ$, car elle est proportionnelle à l'écart entre la puissance disponible par la vitesse du vent et la puissance de référence, par conséquent, le coefficient de puissance diminue jusqu'à 0.28, et le couple de la turbine diminue. Cependant, la vitesse de rotation reste bien asservie aux valeurs de référence, figures (V.19. d, h, k, l, o, p).

- **De 12.5 à 14s**, la puissance maximale de référence devient 500W, plus grande que celle disponible, alors, le système de commande revient au fonctionnement de la commande MPPT, malgré qu'il a fonctionné en mode de limitation de la puissance pour les mêmes valeurs de vitesse

du vent (de 0 à 0.8s) puisque la puissance de référence imposée a été inférieure à celle disponible, ce qui prouve bien le fonctionnement et la validité des commandes développées.

Les figures (V.19. *h, s, t, p*) montrent un bon découplage des courants, et que le couple est contrôlé par le courant i_q , mais le courant i_d reste stable à sa valeur de référence nulle malgré toutes les variations de la vitesse du vent et de la puissance de référence, cela assure bien la validité de commande du GSAP.

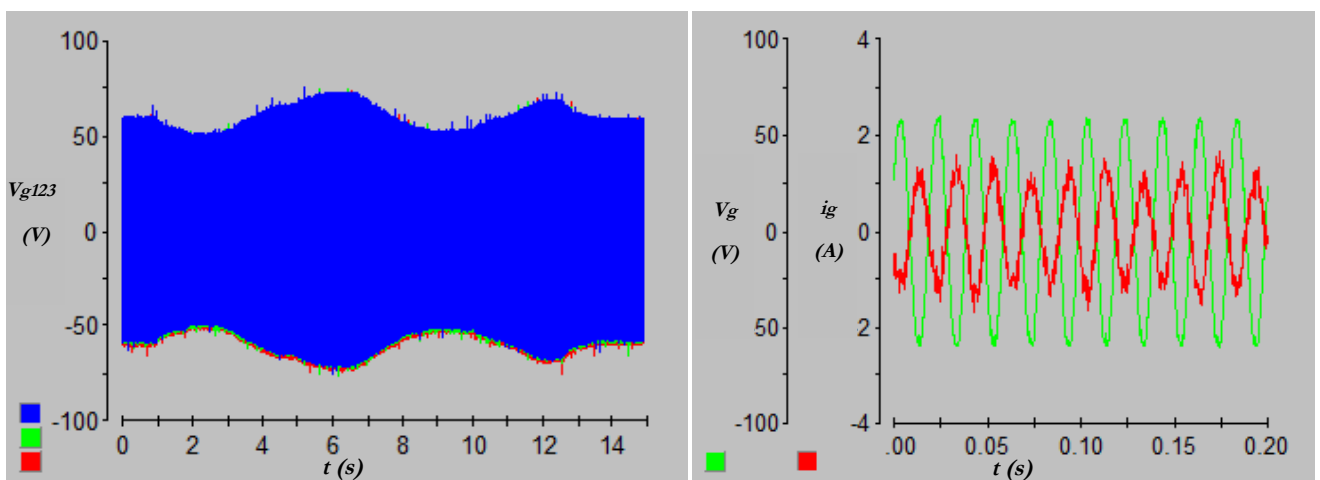
La figure (V.19.*u*) confirme bien le bon autopilotage de la commande malgré les variations de la fréquence et de l'amplitude des courants à cause des variations de la vitesse du vent. En outre, les courants absorbés du GSAP sont sinusoïdaux, ce qui améliore les performances et la puissance absorbée.

Les figures (V.19. *s, z*) représentent les tensions du réseau triphasé sur lequel la chaîne éolienne est connectée. La figure (V.19.*cc*) montre bien que malgré toutes les variations des vitesses du vent et les différentes consignes de puissance imposées simultanément, la tension du bus continu reste stable et suit bien sa valeur de référence. De plus, à $t=12.2s$, on a varié la valeur de référence de la tension du bus continu de 130 à 120V, mais il est remarqué qu'elle suit rapidement la nouvelle consigne sans aucun problème posé. En addition, l'injection au réseau est bien assurée avec un facteur de puissance unitaire avec un bon taux d'harmonique (THD) de 4.39% grâce à la commande appliquée sur l'onduleur, figure (V.19.*dd, ee*). Il faut noter que les tensions du réseau ne sont pas parfaitement sinusoïdales, ce qui influe sur le contenu harmonique du courant. En plus, la période d'échantillonnage de $200\mu s$ relativement élevé (dépend de la complexité de l'algorithme de commande et de la carte de commande), et le moment d'inertie faible qui s'adapte avec les vibrations ont une influence évidente sur le THD des courants injectés.

Après tous ces tests, on ajoute dans le paragraphe suivant un autre essai dans le côté réseau. Il consiste en la variation de la tension du réseau.

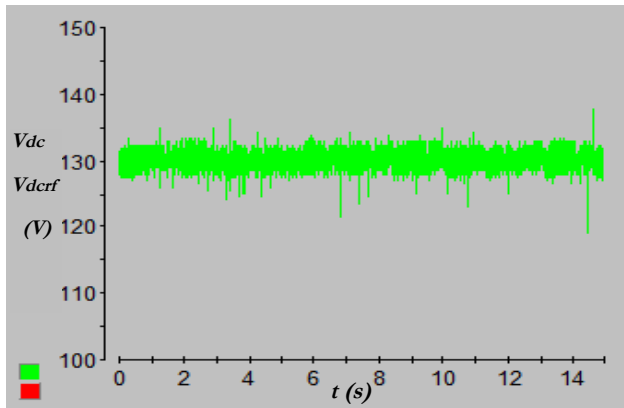
V.5.2. Comportement de la chaîne éolienne vis-à-vis la variation de tension du réseau

Afin de confirmer plus le bon fonctionnement et la robustesse des commandes appliquée sur la chaîne éolienne, on a provoqué des surtensions et des crues de tension au niveau du réseau toute en gardant le couplage du système éolien sous le profil du vent variable. Les résultats sont montrés dans les figures suivantes [88]:

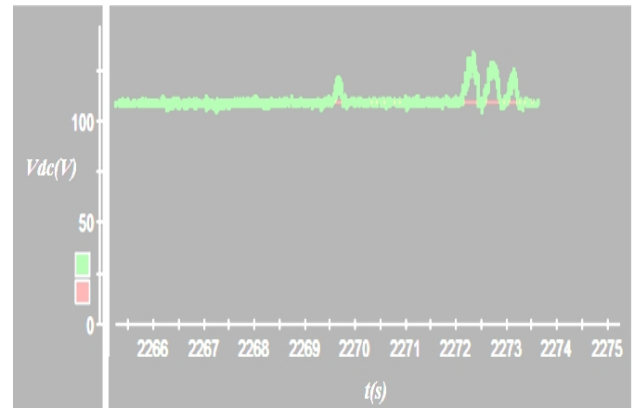


(a) Tensions du réseau (V)

(b) Tension du réseau(V) et courant injecté(A)



(c) Tension du bus continu (V) sans la commande PLL



(d) Tension du bus continu (V) utilisant la commande PLL

Figure V.20. Résultats expérimentaux coté réseau.

V.5.2.1. Interprétations et commentaires

On remarque que de grandes variations sont appliquées à la tension (entre 50V à 75V) sur toute la plage de temps (de 0, à 15s), figure (V.20.a). La figure (V.20.c) montre bien que malgré toutes ces variations de tensions du réseau, des vitesses du vent et des différentes consignes de puissance imposées simultanément, la tension du bus continu reste stable et suit bien sa valeur de référence. En outre, l'injection au réseau reste bien assurée et aussi avec un facteur de puissance unitaire et bonne qualité du courant [88], figure (V.20.b). Par contre, dans le cas de la commande basée sur PLL, la commande n'est pas robuste, ce qu'est montré sur la figure (V.20.d).

V.5.3. Commande du facteur de puissance

Généralement les éoliens couplés au réseau sont commandés d'une façon à envoyer la totalité de la puissance active au réseau, mais parfois, ce dernier alimente des charges réactives qui nécessitent de fournir une énergie réactive. Cela est traduit par un facteur de puissance non unitaire. Dans ce contexte, on a imposé premièrement un facteur de puissance unitaire ($\cos\phi=1$), c'est à dire sans l'injection de la puissance réactive, puis on a imposé un facteur différent de l'unité, figure (V.21).

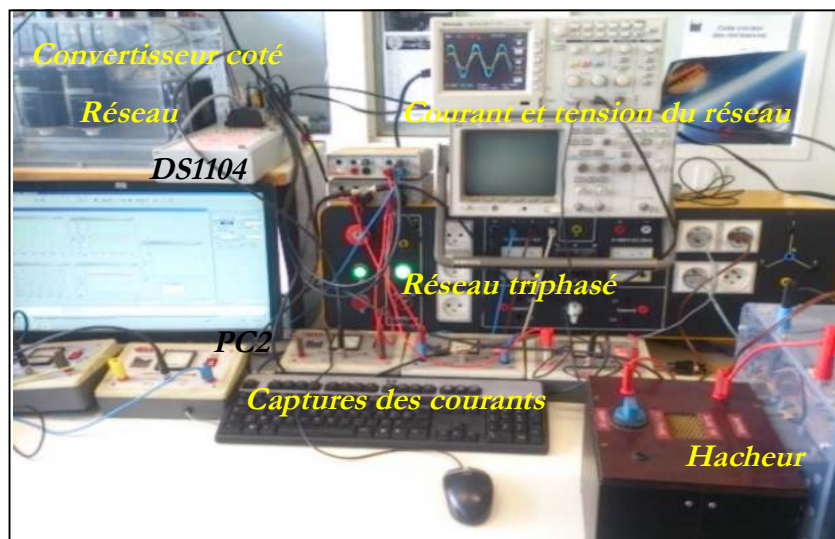
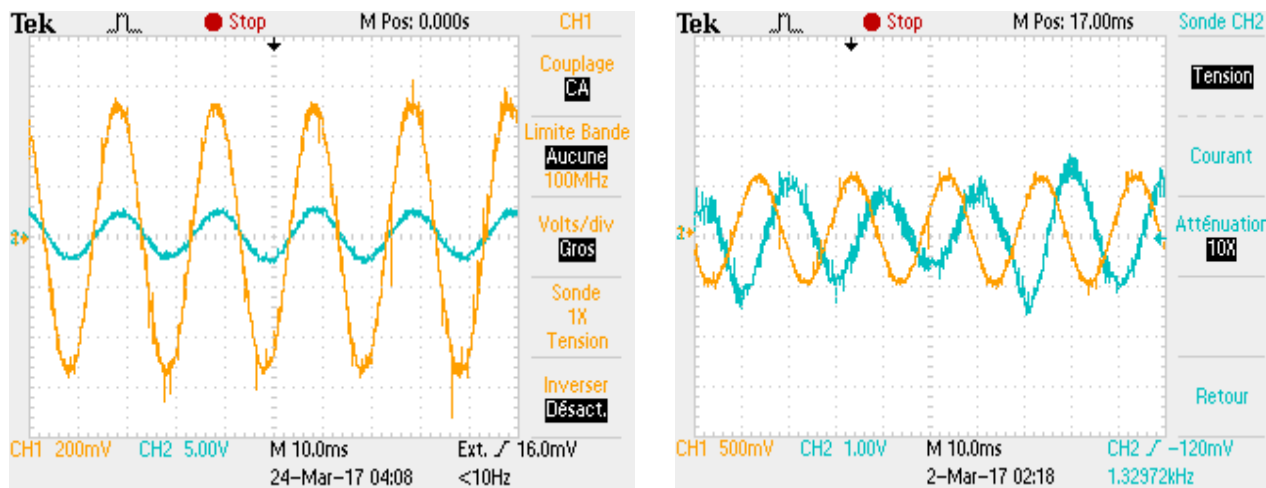


Figure V.21. Montage expérimental de l'injection au réseau ($\cos\phi=1$).

Pour contrôler le facteur de puissance, il suffit d'imposer la valeur correspondante de l'énergie réactive. Dans le cas du facteur de puissance unitaire, on impose une consigne de l'énergie réactive égale à zéro [19]. La figure (V.22) représente l'injection de l'énergie éolienne au réseau avec un control du facteur de puissance.



(a) Facteur de puissance unitaire ($\cos\phi=1$)

(b) Facteur de puissance non unitaire

Figure V.22. Résultats expérimentaux de la variation du facteur de puissance.

V.5.3.1. Interprétations et commentaires

On remarque que l'amplitude du courant injecté est proportionnelle à la vitesse du vent de l'éolienne. Malgré toutes les grandes variations de la vitesse du vent, le facteur de puissance (déphasage) reste stable selon les valeurs imposées.

Après tous ces tests effectués en temps réel sur la chaîne éolienne, on peut prouver bien la validité des modèles mathématiques développés, des méthodes d'identifications des paramètres et l'efficacité et la robustesse des commandes appliquées [19, 20, 28].

V.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons réalisé en temps réel toute la chaîne éolienne à partir du vent jusqu'au réseau. Dans un premier temps, nous avons utilisé un modèle permettant de reproduire des variations de la vitesse du vent proche du profil du vent réel en se basant sur des mesures de vitesse du vent sur un site. Ce profil du vent est ensuite appliqué à un modèle de la turbine éolienne (en fonction de la densité de l'air, du coefficient de puissance, de la vitesse du vent et de la longueur d'une pale) donnant la vitesse et le couple de l'éolienne. Ces derniers sont alors imposés comme références à une machine à courant continu de 3 kW formant un émulateur éolien.

Avant de commander cette machine à courant continu par un hacheur et le dSPACE, on est passé par plusieurs essais d'identifications des paramètres qui sont été obligatoires afin d'avoir des résultats de simulations plus proches au comportement réel de l'émulateur éolien réalisé d'une part, et pour faire un bon dimensionnement de la chaîne éolienne et effectuer des tests pour l'amélioration des performances d'autre part. Des relevés ont été faits avec le modèle de MCC commandé par un hacheur puis avec la machine réelle utilisée dans le banc d'essai réalisé au laboratoire. Les résultats ont montré une bonne corrélation entre la théorie, la simulation et la pratique du point de vue du comportement de la MCC et l'émulateur éolien. Cet émulateur étant réalisé, il nous a permis d'entraîner le générateur accouplé à la MCC et de le mettre dans des conditions plus proches de la réalité notamment en ce qui concerne le fonctionnement à vitesse variable.

La MSAP aussi est passée par plusieurs essais d'identifications des paramètres nécessaires avant d'arriver à un modèle définitive qui décrit le comportement de la chaîne éolienne. Ensuite, nous avons fait le dimensionnement et le montage coté réseau. Ce dernier est constitué d'un bus continu, onduleur triphasé, filtre, transformateur et le réseau.

Après avoir réalisé la chaîne éolienne globale, on a effectué plusieurs tests et différents essais afin de vitrifier la robustesse des commandes appliquées et le modèle élaboré. On a confirmé la validité de la commande par RNA dans le fonctionnement de MPPT et de la limitation de puissance sous des échelons de vitesse du vent et aussi sous un profil du vent variable, et encore, on a varié la puissance maximale de référence afin d'optimiser la production d'énergie selon différentes puissances des générateurs. Ensuite, on a assuré les conditions de couplage et l'injection de cette énergie au réseau avec un facteur de puissance unitaire. Puis, on a fait des tests du côté réseau toujours sous un profil du vent variable. On a varié la tension du bus continu, puis on a fait des crues de tension et des surtensions. Ensuite, un contrôle du facteur de puissance a été faite afin de contrôler l'énergie active et celle réactive. Malgré tous ces essais nous n'avons remarqué aucun problème sur la stabilité du système.

Les résultats expérimentaux obtenus sont très satisfaisants, et confirment la validité des modèles mathématiques et la simulation, comme ils prouvent aussi l'efficacité du système et assurent bien la validité et la robustesse du contrôleur développé à base de RNA et la commande coté réseau.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Dans un contexte écologique, cette thèse apporte une contribution au domaine des énergies renouvelables et plus précisément, l'énergie éolienne. Le caractère aléatoire du vent, et la demande d'une bonne qualité d'énergie stable et efficace répondant aux besoins de la charge ou bien du réseau, nous impose d'établir de bonnes commandes et des règles de dimensionnement et d'optimisation conduisant à la maîtrise de cette énergie.

L'objectif ainsi atteint dans ce travail est de contribuer à la commande et à l'amélioration des performances et le rendement de la chaîne éolienne avec une connexion au réseau. En effet, nous avons choisi une structure d'un aérogénérateur à vitesses variables simplifiée afin d'assurer un bon compromis entre le trio coût-fiabilité-performances et de concevoir des stratégies de commande offrant le maximum de rendement aérodynamique, et de contrôler la puissance transmise au réseau avec un facteur de puissance plus proche à l'unité.

Cette amélioration a été proliférée par un développement d'une commande efficace et robuste basée sur les réseaux de neurones artificiels, ce dernier a la capacité de gérer les deux commandes MPPT et commande d'orientation des pales. Une autre amélioration est ajoutée par le bon choix de la stratégie de commande MPPT afin d'exploiter au mieux l'énergie maximale disponible du vent. En outre, le choix du générateur du type synchrone à aimants permanents(GSAP) améliore les performances de la chaîne éolienne par suppression de la boîte de vitesse impliquant un coût et un encombrement réduits, ce qui augmente la fiabilité du système et réduit les frais d'entretien. Une autre amélioration de la qualité d'énergie, réside dans le choix de la topologie du convertisseur multi-niveaux de type multicellulaire série. Le bon choix de cette topologie a permis d'éliminer le transformateur (qui abaisse le rendement) sans autant perdre les avantages acquis par les convertisseurs à deux niveaux, mais aussi avec plusieurs améliorations, en termes d'harmoniques, de la dynamique, de la précision et de la bande passante. Une autre amélioration est également ajoutée par l'implantation d'une commande du côté réseau plus robuste et simple, en plus, elle n'a pas besoin de la boucle de verrouillage de phase (PLL).

Après déduction des caractéristiques aérodynamiques principales de la turbine, les différentes zones de fonctionnement de l'éolienne et les stratégies de contrôle utilisées dans chacune de ces zones ont été bien définies. En effet, dans la zone où l'énergie disponible est inférieure à celle nominale, la maximisation de l'énergie extraite du vent est effectuée. Deux stratégies de commandes ont été développées et comparées afin d'extraire le maximum de la puissance du vent (MPPT), il est ressorti que la stratégie de commande MPPT en boucle fermée de la vitesse est meilleure en régime transitoire et en régime permanent. C'est cette dernière qui a été adoptée pour le reste de ce travail. Les algorithmes de maximisation de la puissance ont été validés par des résultats expérimentaux et ceux de simulation qui ont montré leurs avantages et inconvénients.

Cette turbine éolienne est ensuite couplée directement à un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) dont le modèle a été étudié dans sa structure générale, avant d'arriver à un modèle définitif utilisé au cours de ce travail. Le constat est que le GSAP a de bonnes performances dynamiques et que la puissance électrique de la charge et sa fréquence sont directement liées à la puissance mécanique fournie, et comme la puissance mécanique dans les éoliennes est fournie par le vent qui présente une source aléatoire, alors le contrôle du couple moteur et des grandeurs électriques devient incontournable.

La commande du GSAP est assurée par l'intermédiaire des convertisseurs statiques. Compte tenu de la complexité du système étudié, deux dispositifs de commande, ont été développés : le premier dispositif est basé sur la commande vectorielle du générateur pour pouvoir extraire la puissance maximale du vent, quant au deuxième dispositif, il est consacré au contrôle de la liaison au réseau, avec la régulation du bus continu. Pour ce faire, les modèles mathématiques des commandes appliquées sur les dispositifs du système de conversion d'énergie éolienne jusqu'à l'injection au réseau ont été développés.

Le GSAP a été commandé par la commande vectorielle appliquée sur le redresseur MLI₁ pour imposer la vitesse optimale calculée par la commande MPPT de la turbine, et donc imposer le couple optimale afin d'optimiser la puissance captée du vent. L'onduleur triphasé utilisé a permis de commander le bus de tension continue et de fournir seulement la puissance active au réseau avec un facteur de puissance plus proche de l'unité. Les performances des stratégies de régulation vectorielle, du bus continu et de contrôle de la puissance injectée au réseau ont été mises en exergue à travers les résultats de simulation obtenus. En outre, l'utilisation du GSAP est justifié par le fait qu'il est caractérisé par une inertie très faible, et de faibles inductances par rapport aux autres machines, caractéristiques qui offrent au générateur des performances élevées, un rendement important, et une meilleure contrôlabilité, notamment du point de vue de la dynamique (rapide) ce qui fait que la chaîne s'adapte rapidement avec les variations de la vitesse du vent : le GSAP peut être considéré comme un vrai concurrent potentiel aux autres type de générateurs.

Parmi les configurations électriques utilisées dans la chaîne éolienne, il a été constaté par l'étude que la structure utilisant le redresseur MLI est meilleure que celle utilisant le redresseur à diodes car ce premier permet d'avoir une absorption sinusoïdale des courants, et par conséquent, il améliore les performances du GSAP et la qualité des courants.

Dans le but d'améliorer amplement le rendement et les performances de la chaîne éolienne, une topologie basée sur les convertisseurs multi-niveaux de type multicellulaire série est introduite. Ces convertisseurs ont été présentés, modélisés et simulés en mode monophasé et triphasé (en boucle ouverte et en boucle fermée). Laquelle étude a été accompagnée par une comparaison avec les convertisseurs à deux niveaux, suivi par l'application de la commande directe de *Lyapunov* afin d'améliorer la dynamique du système. Les résultats de simulation des convertisseurs multicellulaires série ont montré la possibilité de réglage de la tension du bus continu et des tensions des condensateurs, en même temps, en assurant les conditions de couplage et l'injection au réseau avec un facteur de puissance plus proche de l'unité. Et encore, grâce à la structure de ce type de convertisseur, les semi-conducteurs n'y supportent qu'une faible tension par rapport à celle exigée par le réseau, ce qui a permis d'éliminer le transformateur d'une part, et d'avoir une plus vaste étendue en fréquence d'autre part.

Finalement, toute la chaîne éolienne commençant par le profil du vent basé sur des mesures réels, jusqu'à l'injection au réseau a été conçue et réalisée. Cependant cette réalisation pratique a été basée sur l'utilisation des convertisseurs à deux niveaux vu la non disponibilité des convertisseurs multicellulaires. Quand même, les prémisses de ce travail ont vu le jour par l'élaboration d'un modèle permettant de reproduire des variations de la vitesse du vent proche du profil du vent réel en se basant sur des mesures de vitesse du vent de la région d'Adrar. Ce profile du vent est ensuite appliqué à un modèle de la turbine éolienne offrant le même comportement de la turbine éolienne à l'aide d'une machine à courant continu commandée par un hacheur, un émulateur éolien et des cartes dSPACEs. Les résultats ont montré une bonne concordance entre la simulation et la pratique. L'émulateur éolien réalisé a permis d'entraîner le générateur et d'effectuer plusieurs essais.

Enfin, ce travail n'est qu'une contribution modeste dans la maîtrise des énergies renouvelables en l'occurrence l'énergie éolienne dont la nature est qualifiée d'aléatoire. Les résultats expérimentaux obtenus sont très probants, et attestent de la validité des modèles, des paramètres identifiés et des simulations effectuées.

Pour la continuité des travaux réalisés, quelques perspectives sont proposées, et qui peuvent améliorer les performances et la qualité de l'énergie de la chaîne de conversion éolienne à savoir :

- Réduction des hypothèses simplificatrices par l'introduction des pertes négligées au cours de cette étude ;
- Développement d'un contrôle vectoriel sans capteur de vitesse (sensorless) ;
- Utilisation d'autres techniques de commande, mode glissant d'ordre supérieur, ... ;
- Interconnexion avec d'autres sources d'énergies renouvelables (photovoltaïques).
- Réalisation pratique de la chaîne étudiée à base des convertisseurs multicellulaires.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] J. Debry ; ‘énergie éolienne ’, Franklin Institute, 1985.
- [2] Alois. Schaffarczyk ; ‘ Understanding wind power technology, theory, deployment and optimization , Wiley, 2014.
- [3] L. Hanzo; ‘Power Conversion and Control of Wind Energy systems’, Edition IEEE press, 2011.
- [4] Ke. Ma; ‘Power electronic for the next generation wind turbine system’, Springer, 2015.
- [5] EurObserv’ER; ‘Wind energy barometer’, Institut des énergies renouvelables, 2016.
- [6] Observ’ER, ‘Etat des energies renouvelables en europe’, Edition 2014.
- [7] N. Kasbadji Merzouk ; ‘ Quel avenir pour l’Énergie Éolienne en Algérie ?’, Bul. Ene. Ren, CDER, N°14, pp_6-7, 2008.
- [8] N. Kasbadji Merzouk ; ‘Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination de profil vertical de la vitesse du vent en Algérie’. Thèse de doctorat, Université de Tlemcen, Algérie, 2006.
- [9] S. Diaf, D. Diaf; ‘Evaluation du potentiel éolien et estimation de la production d’une ferme éolienne dans la région d’Adrar’, Séminaire International sur le Génie Climatique et l’Énergétique (SIGCLE), 2010.
- [10] M. Ben Medjahed, N.Ghellai, A.Bnmansour, S.M.Boudia, A.M.Tabet Hellal, L.Boudaoud ; ‘ Evaluation du gisement éolien dans le sud Algérien cas d’Adrar’, le1^{er} International Conférence en Energies Renouvelables et leurs Applications, 17-18 Février 2014, Adrar.
- [11] M.Benmedejahed, S. Mouhadjer; ‘Evaluation of wind energy cost and site selection for a wind-farm in the south of Algeria’, AIP Conference Proceedings, vol. 1758, 030001, 2016.
- [12] Miloud Benmedjahed, Rachid Maouedj ; ‘L’impacte d’un parc éolien sur l’environnement au sud Algérien’, Editions universitaires europeennes, 2017.
- [13] Boudia Sidi Mohammed ; ‘ Optimisation de l’Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l’Atlas des Vents en Algérie’, Thèse de doctorat, Université de Tlemcen, 2013.
- [14] Office National de la Météorologie (ONM), 2017.
- [15] Fatiha Sebaa-Ben Miloud et R. Aïssaoui ; ‘Etude du potentiel éolien d’Adrar Sélection de sites pour la ferme éolienne de 10 MW’, Revue des Energies Renouvelables SMEE’10 Bou Ismail Tipaza, pp_295 – 300, 2010.
- [16] Mustapha Merdaoui, Ali Houha, Arezki Smaïli; ‘Etude et dimensionnement du futur parc éolien de Kaberten situé dans la région d’Adrar’. Revue des Energies Renouvelables SMEE’10 Bou Ismail Tipaza, pp:269 – 274, 2010.
- [17] Harrouz Abdelkader, **Dahbi Abdeldjalil**, Harrouz Omar, Benatiallah Ali; ‘Control of Wind Turbine based of PMSG Connected to Water Pumping System in South of Algeria’, **IEEE Xplore**, 2013.
- [18] S. Benelghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier; ‘ Comparison of PMSG and DFIG for Marine Current Turbine Applications’, IEEE proc XIX International Conference on Electrical Machines(ICEM), Rome, N°1, pp_417-424, 2010.

-
- [19] **Dahbi Abdeldjalil**, Nait Said Nasreddine, Nait Said Mohamed Said; ‘A novel combined MPPT-pitch angle control for wide range variable speed wind turbine based on neural network’, *International Journal of Hydrogen Energy*, (**Elsevier**). vol 41; pp:9427–9442, 2016.
- [20] **Dahbi Abdeldjalil**, Nasreddine Nait-Said, Messaoud Hamouda, ‘Arama Fatima Zohra. Analysis of Different Converters Used In Wind Energy Conversion System’, *IEEE Xplore*, 978-1-4799-7336-1/14/, 2014.
- [21] **Dahbi Abdeldjalil**; ‘L’effet de serre et les énergies renouvelables’, *Portes ouvertes à l'occasion de solstice, URERMS*, Adrar, 21 Juin 2014.
- [22] **Dahbi Abdeldjalil**, Harrouz Abdelkader; ‘MPPT Control of wind turbine for water pumping system’, *The 3rd International Seminar on New and Renewable Energies, Ghardaia, Algeria* 13-14 October 2014.
- [23] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi ; ‘ Éoliennes’, *Techniques de l’Ingénieur*, BM 4 640, 2001.
- [24] El Aïmani Salma; ‘Modélisation de différentes technologies d’éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension’, *Thèse de doctorat de l’école centrale de Lille*. 06-12-2004.
- [25] Poitiers .F ; ‘ Etude Et Commande De Génératrices Asynchrones Pour L'utilisation De L'énergie Eolienne’ , *Thèse de doctorat, Université de NANTES, France*, 2003.
- [26] Bernard Multon, Olivier Gergaud, Hamid Ben Ahmed, Xavier Roboam, Stéphan Astier, Brayima Dakyo, Cristian Nikita ; ‘Etat de l’art des aérogénérateurs’, *Ed. NOVELECT - ECRIN*, pp.97-154, 2002.
- [27] Davide Astolfi, Lorenzo Scappaticci, Ludovico Terzi; ‘Fault Diagnosis of Wind Turbine Gearboxes through Temperature and Vibration Data’, *International journal of renewable energy research*, vol. 7, 2. 965-976, 2017.
- [28] **Dahbi Abdeldjalil**, Hachemi Mabrouk, Nait Said Nasreddine, Nait Said Mohamed Said; ‘Realization and Control of a Wind Turbine Connected to the Grid by Using PMSG’, *Energy Conversion and Management*, (**Elsevier**). vol 84, pp:346–353, 2014.
- [29] L.H. Hansen, P.H. Madsen, F.Blaabjerg, H.C. Christensen, U.Lindhard, K.Eskilsen; ‘Generators and power electronics technology for wind turbines’, *Proc IECON’01: The 27th annual conference of the IEEE industrial electronic society*, 2001.
- [30] Venkata Yaramasu, Bin Wu, Paresh C. Sen, Samir Kouro, and Mehdi Narimani; ‘High-Power Wind Energy Conversion Systems: State-of-the-Art and Emerging Technologies’, *Proceedings of the IEEE*, vol. 103, No. 5, pp: 740_788, May 2015.
- [31] Jamal A. Baroudi, Venkata Dinavahi, Andrew M. Knight, ‘A review of power converter topologies for wind generators’, *Renewable Energy*, vol. 32, pp: 2369–2385, 2007.
- [32] A. Mirecki, X. Roboam, F. Richardeau. Architecture cost and energy efficiency of small wind turbines: Which system tradeoff?. *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 1, pp: 660– 670, 2007.
-

-
- [33] Zuher Alnasir, Mehrdad Kazerani; ‘An analytical literature review of stand-alone wind energy conversion systems from generator viewpoint’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 28, pp:597–615, 2013.
- [34] D.H. Tran, B. Sareni, X. Roboam, C. Espanet; ‘Integrated optimal design a passive wind turbine systems: An experimental validation’, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol 1, pp:48-56, 2010.
- [35] Emre AVCI, Mehmet UCAR; ‘Analysis and design of grid-connected 3-phase 3-level AT-NPC inverter for low-voltage applications’, *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, vol. 25, pp: 2464 – 2478, 2017.
- [36] Tarak Ghennam; ‘Supervision d’une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d’un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine synchrone à double alimentation’, Thèse de doctorat, Ecole Militaire Polytechnique d’Alger, Ecole centrale de Lille, 2008.
- [37] Farid Merahi, El Madjid Berkouk; ‘Back-to-back five-level converters for wind energy conversion system with DC-bus imbalance minimization’, *Renewable Energy*, vol. 60, pp:137-149, 2013.
- [38] Farid Merahi, El Madjid Berkouk, Saad Mekhilef; ‘New management structure of active and reactive power of a large wind farm based on multilevel converter’, *Renewable Energy*, vol. 68 pp:814-828, 2014.
- [39] Arash Khoshkbar Sadigh, Vahid Dargahi, Keith A. Corzine; ‘Logic-Form-Equation-Based Active Capacitor Voltage Balancing Control Technique for Stacked Multicell Converters’, *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, vol. 64, 5.pp: 3456-3466, 2017.
- [40] Gateau, G., Fadel, M., Maussion, P., Bensaid, R., & Meynard, T; ‘Multicell converters: Active control and observation of flying-capacitor voltage’, *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, 2002.
- [41] Bensaid, R., & Fadel, M; ‘Flying capacitor voltages estimation in three-cell converters using a discret-time Kalman filter at one third switching period’, *Proceedings of the American control conference*, pp:963-968, 2002.
- [42] Jianxing Liu, Salah Laghrouche , Mohamed Harmouche, Maxime Wack; ‘Adaptive-gain second-order sliding mode observer design for switching power converters’, *Control Engineering Practice*, vol.30, pp:124–131, 2014.
- [43] François, Christophe, ‘Génie électrique’, Edition ellipse. Décembre 2005.
- [44] **Dahbi Abdeldjalil**, Hachemi Mabrouk; ‘Control Development of a Wind Power System Based on Permanent Magnet Synchronous Generator'. International Conference (**ICRE2012**), Bejaia, Algeria, Avril15-16, 2012.
- [45] Hoffmann, R. et Mutschler, P; ‘ The Influence of Control Strategies on the Energy Capture of Wind Turbines’, *Proc of the IEEE IAS Conf.* Octobre 2000.
- [46] Mahersi Emna, Khedher Adel, Faouzi Mimouni M; ‘The wind energy conversion system using PMSG controlled by vector control and SMC strategies’, *Int J Renew Energy Res*, 3(1), 2013.
-

-
- [47] Nicolas Laverdure ; ‘Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires’ Thèse de coctorat, institut national polytechnique de Grenoble, ENS de Cachan, France, Thèses de doctorat, 2005.
- [48] Fernando D. Bianchi, Hernan De Battista, Ricardo J. Mantz; ‘Wind Turbine Control Systems’ Edition Springer’ 2007.
- [49] Inc, Hélimax Énergie, ‘Rapport Météorologique (18 mois)’. Montréal , Janvier 2007.
- [50] Emrah Kulunk, Rupp Carriveau; ‘Aerodynamics of Wind Turbines, Fundamental and Advanced Topics in Wind Power’, INTECH, 2011.
- [51] Arbaoui Abdelaziz ; ‘Aide à la décision pour la définition d’un système éolien adéquation au site et à un réseau faible’, Thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d’Arts et Métiers, Centre de Bordeaux, France, 2006.
- [52] Ezzeldin S. Abdin, Wilson Xu; ‘Control Design and Dynamic Performance Analysis of a Wind Turbine-Induction Generator Unit’, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 15, no. 1,pp: 91-96, 2000.
- [53] **Dahbi Abdeldjalil**, Hachemi Mabrouk, Nait said Mohamed Said, Nait Said Nasreddine; ‘Control and Realization of wind emulator and the Effect of the Parameters Variations on the Efficiency of the Wind Turbine’, **Archives Des Sciences**.vol 66, No. 6; pp:7-12, Juin 2013.
- [54] **Dahbi Abdeldjalil**, Hachemi Mabrouk; ‘Control of a Wind Turbine Based on PMSG and Connected to the Grid’, International Review of Automatic Control (**IREACO**), vol.5, n.5, pp: 553-559, 2012.
- [55] Jaime Castello, Jose M. Espí, Rafael García-Gil; ‘Development details and performance assessment of a Wind Turbine’, Renewable Energy, vol. 86, pp:848-857, 2016.
- [56] Abdullah M.A, Yatim A.H.M, Tan C.W, Saidur R, ‘A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems’, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.16, pp:3220–3227, 2012.
- [57] Yacine Daili, Jean-Paul Gaubert, Lazhar Rahmani; ‘Implementation of a new maximum power point tracking control strategy for small wind energy conversion systems without mechanical sensors’, Energy Conversion and Management vol.97, pp:298–306, 2015.
- [58] Mariusz Malinowski, Adam Milczarek, Radoslaw Kot, Zbigniew Goryca, and Jan T. Szuster; ‘Optimized Energyconversion systems for small wind turbines’, IEEE Power Electronics Magazine, 10.1109/MPEL.2015.2447631, 2329-9207, pp:16-30, September 2015.
- [59] Kalaitzakis, E. Koutroulis and K; ‘Design of a maximum power tracking system for wind energy conversion applications’, IEEE Trans Ind Electron, vol 53. n.2, pp:486-494, Avril 2006.
- [60] Chandra, M. Singh and A; ‘Power maximization and voltage sag/swell ride-through capability of PMSG based variable speed wind energy conversion system’, Proc. IEEE 34th Annu. Conf. Industrial Electronics, pp: 2206–2211, 2008.
- [61] El Aïmani Salma; ‘Modeling and control structures for variable speed wind turbine’, IEEE proc, 978-1- 61284-732-0/11, 2010.
-

-
- [62] **Dahbi Abdeldjalil**, Hachemi Mabrouk; 'Influence of the parameters variations on the power injected to the network by wind turbine using PMSG', **Acta Electrotehnica**. vol 54,n. 1, pp:31-44, 2013.
- [63] Petersson, Torbjorn Thiringer and Andreas; 'Control of a Variable-Speed Pitch-Regulated Wind Turbine', Rapport, Chalmers university of technology Goteborg, Sweden, 2005.
- [64] M. Kesraoui, O. Bencherouda and Z. Mesbahi; 'Power Control of a PMSG based Wind Turbine System above Rated Wind Speed', Proc, International Renewable Energy Congress, Sousse, Tunisia, November 5-7, 2010.
- [65] Khezami, Nadhira ; 'Commande multimodèle optimale des éoliennes : application `a la participation des éoliennes au réglage de la fréquence', Thèse doctorale, Laboratoire L2EP à l'École Centrale de Lille, l'Unité de Recherche LECAP à l'École Polytechnique de Tunisie, 2011.
- [66] Smida, Mouna Ben et Sakly, Anis; 'Different conventional strategies of pitch angle control for variable speed wind turbines', IEEE Proc, pp: 803 - 808, doi: 10.1109/STA.2014.7086704, 2014.
- [67] Iman Poultangari, Reza Shahnazi, Mansour Sheikhan; 'RBF neural network based PI pitch controller for a class of 5-MW wind turbines using particle swarm optimization algorithm', ISA Transactions, vol.51, pp:641–648, 2012.
- [68] C.Veeramani, G.Mohan; 'A fuzzy based pitch angle control for variable speed wind turbines', International Journal of Engineering and Technology (IJET), vol.5, n.2, pp:1699- 1703, 2013.
- [69] Ramji Tiwari, Ramesh Babu. N; 'Comparative Analysis of Pitch Angle Controller Strategies for PMSG Based Wind Energy', I.J. Intelligent Systems and Applications, vol.5, pp:62-73, 2017.
- [70] Alex S. Silva, Ricardo C. dos Santos, Fernando B. Bottura, Mário Oleskovicz; 'Development and evaluation of a prototype for remote voltage monitoring', Engineering Applications of Artificial Intelligence, vol. 57, pp:50–60, 2017.
- [71] Kriesel, David; 'A Brief Introduction to Neural Networks', Edition 2005.
- [72] Rojas, Raul; 'Neural Networks A Systematic Introduction', Edition Springer, 1996.
- [73] Wira, Patrice; 'Réseau de neurones artificiels: Architecture et application', Cours pour l'école doctorale de SBA, Université de Haute Alsace, Laboratoire MIPS, Mulhouse, France 2009.
- [74] R. Abdessemed, M. Kadjoudj. Modélisation des Machines Electriques. 1997. Presses de l'Université de Batna, Algeria.
- [75] Louis, Jean-Paul ; 'Modélisation des Machines Electriques en vue de leur commande', Presses de LAVOISIER, France, 2004.
- [76] R. Abdessemed ; 'Modélisation et simulation des Machines Electriques', Presses d'Ellipses, France, 2011.
- [77] Huseyin Erdogan, Mehmet Ozdemir; 'Neural network approach on loss minimization control of a PMSM with core resistance estimation', Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, vol. 25, pp:1643 – 1656, 2017.
-

-
- [78] **DAHBI Abdeldjalil**, REAMA Abdellatif, NAIT SAID Nasreddine, NAIT SAID Mohamed Said; ‘Control of Variable Speed Wind Turbine for A Stand Alone Load’, International conference on **NanMatEn 2017, Paris, France**, 28-30 Juin 2017.
- [79] M. Chinchilla, S. Arnaltes, J. C. Burgos; ‘Control of permanent magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid’, IEEE Trans. Energy Convers, vol. 21, n. 1, pp:130– 135, 2006.
- [80] Xian Guo, He Guo; ‘Simulation and Control Strategy of a Micro-Turbine Generation System for Grid Connected and Islanding Operations’, Energy Procedia, vol.12, pp:368 – 376, 2011.
- [81] F. Kendouli, K. Nabti, K. Abed, H. Benalla ; ‘Modélisation, simulation et contrôle d’une turbine éolienne à vitesse variable basée sur la génératrice asynchrone à double alimentation’, Revue des Energies Renouvelables, vol. 14, n.1, pp :109 – 120, 2011.
- [82] G. Séguier, Francis Labrique, Philippe Delarue ; ‘Électronique de puissance’, Tome 4, France : Dunod, 2015.
- [83] Stiebler, Manfred; ‘Green energy and technology, Wind energy systems for electric power generation’, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008.
- [84] A. Bouafia ; ‘Techniques de commande prédictive et floue pour les systèmes d’électronique de puissance : application aux redresseurs à MLI’, Thèse de doctorat, Université, Sétif, Algeria, 2010.
- [85] T. Wildi, G. Sybille; ‘Electrotechnique’, 4^{ème} édition, Presses de Canada, 2005.
- [86] A. Rennane, D. Saheb – Koussa ; ‘Evaluation des performances de la boucle à verrouillage de phase (PLL) pour l’interconnexion d’une source d’énergie renouvelable au réseau électrique’, Revue des Energies Renouvelables, vol. 17, n.2, pp:227 – 243, 2014.
- [87] Othman B.k Hasnaoui, Mehdi Allagui, Jamel Belhadj ; ‘PMSG Gear-Less Wind Turbine Equipped with an Active and Reactive Power supervisory’, International Journal of Renewable Energy Research, vol. 4, n.2, 2014.
- [88] **Dahbi Abdeldjalil**, REAMA Abdellatif, NAIT SAID Nasreddine, NAIT SAID Mohamed Said, , MAHDI Adel, HAMOUDA Messaoud, ‘Commande de l’injection des courants au réseau sans boucle de verrouillage de phase, application sur un système éolien’ **BREVET**, INAPI, Réf: 180151, 14 Mars 2018.
- [89] Pinard, Michel; ‘Convertisseurs et électronique de puissance’, Edition Dunod, 2007.
- [90] Defay. F ; ‘Commande prédictive directe d’un convertisseur multicellulaire triphasé pour une application de filtrage actif’, Thèse de doctorat de l’université de Toulouse, France, 2008.
- [91] Aime Martin; ‘Évaluation et optimisation de la bande passante des convertisseurs statiques application aux nouvelles structures multicellulaires’, Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, 2003.
- [92] Jianxing Liu, Salah Laghrouche, Mohamed Harmouche, Maxime Wack; ‘Adaptive-gain second-order sliding mode observer design for switching power converters’, Control Engineering Practice , vol.30, pp:124–131, 2014.
-

- [93] Gateau Guillaume ; ‘Contribution à la commande des convertisseurs statiques multicellulaires série’, Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, 1997.
- [94] Z. Pan et, Keith Corzine, V. R. Stefanovic, J. M. Leuthen; ‘Voltage Balancing Control of Diode-Clamped Multilevel Rectifier/Inverter Systems’, IEEE Transaction on Industry applications, vol.41, n.6, 2005.
- [95] Donzel Alain ; ‘Analyse géométrique et commande active sous observateur d'un onduleur triphasé à structure multicellulaire série’, Thèse de doctorat, Institut national de Grenoble, 2000.
- [96] Bensaid Redha; ‘Observateur des tensions aux bornes des capacités flottantes pour les convertisseurs multicellulaires séries’, Thèse de doctorat Institut national polytechnique de Toulouse, 2001.
- [97] Leonardo Amet, Malek Ghanes, Jean-Pierre Barbot; ‘Direct control based on sliding mode techniques for multicell serial chopper’, IEEE ACC (American Control Conference), San Francisco, Etats-Unis, 2011.
- [98] Bejarano, F., Ghanes, M., & Barbot, J.-P; ‘Observability and observer design for hybrid multicell choppers’, International Journal of Control, vol.83, pp:617–632, 2010.
- [99] Séguier, Guy ; ‘Electronique de puissance’, Edition Dunod, 2007.
- [100] Tachon Olivier ; ‘Commande découplante linéaire des convertisseurs multicellulaires’, Thèse doctorat, Ecole national polytechnique, Toulouse, France, 1998.
- [101] Andrea Bacciotti, Lionel Rosier; ‘Liapunov Functions and Stability in Control Theory’, 2^{ème} Edition, Springer, Communications and Control Engineering, 2001.
- [102] Leprince Gauthier; ‘Pertes mécaniques par frottement et lubrification dans une boite de vitesses’, Thèse de doctorat, INSA de Lyon, France, 2011.
- [103] Fakhm Hicham ; ‘Commande et observation de la machine synchrone à aimants permanents à distribution de flux trapézoïdale’, Thèse de doctorat, Université de Versailles Saint Quentin en-Yvelines, France, 2006.
- [104] Mobarakeh Babak Nahid; ‘Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones a aimants : méthodes, convergence, robustesse, identification "en ligne" des paramètres’, Thèse de doctorat, L’Institut National Polytechnique de Lorraine, M.Sc. de l’Université de Téhéran, Iran, 2001.
- [105] Antar Beddar, Hacene Bouzekri, Badreddine Babes, Hamza Afghoul; ‘Experimental enhancement of fuzzy fractional order PI+I controller’, Energy Conversion and Management, vol. 123, pp:569–580, 2016.

ANNEXE A- CALCUL ET SYNTHÈSE DES CORRECTEURS

Dans cette annexe, nous détaillons la conception d'un correcteur Proportionnel-Intégral (PI).

A.1. Correcteur proportionnel (PI) pour l'asservissement de vitesse

La stratégie de commande adoptée utilise un régulateurs proportionnel intégral « PI ». C'est un régulateur simple à mettre en œuvre et donne un bon compromis complexité-performance.

$$C_{em-ref} = \left(b_1 + \frac{b_0}{S} \right) \cdot (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (A.1)$$

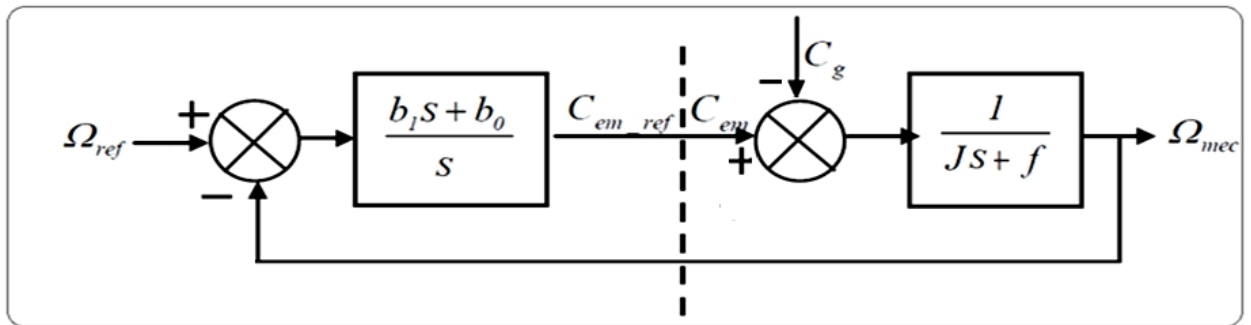


Fig.A.1 : Schéma bloc du correcteur PI.

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

La fonction de transfert en boucle fermée est identique à la précédente équation (A.1). Avec :

$$F(S) = \frac{b_1 S + b_0}{J \cdot S^2 + (f + b_1) S + b_0} \quad (A.2)$$

$$P(S) = \frac{S}{J \cdot S^2 + (f + b_1) S + b_0} \quad (A.3)$$

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

$$\omega_n = \sqrt{\frac{b_0}{J}} \quad (A.4)$$

$$\xi = \frac{b_1 + f + J}{2 b_0} \cdot \frac{\omega_n}{\omega_n} \quad (A.5)$$

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

$$b_0 = \omega_n \cdot J \quad (A.6)$$

$$b_1 = \frac{2 b_0 \cdot \xi}{\omega_n} - f - J \quad (A.7)$$

Le paramètre b_1 est calculé de manière à obtenir un coefficient d'amortissement convenable.

A.2. Les correcteurs (PI)

La figure (A.2) montre un système en boucle fermée corrigé par un régulateur (PI).

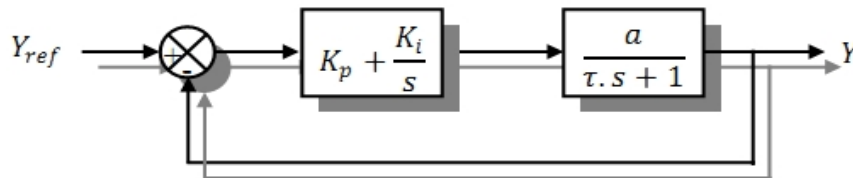


Fig.A.2 : Système régulé par un correcteur proportionnel intégral.

où :

✓ « $Kp + \frac{Ki}{S}$ » : la fonction de transfert du régulateur proportionnel intégral.

✓ « $\frac{a}{\tau S + 1}$ » : la fonction de transfert du système à réguler.

✓ « τ » : la constante de temps du système avant la régulation.

- La fonction de transfert en boucle ouverte (OL) :

$$F_{OL}(S) = \left(\frac{K_i + K_p \cdot S}{S} \right) \cdot \left(\frac{1}{f + J \cdot S} \right) = \frac{K_i}{f} \left(\frac{1 + \left(\frac{K_p}{K_i} \right) S}{S} \right) \cdot \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{J}{f} \right) S} \right) \quad (\text{A.8})$$

- La fonction de transfert en boucle fermée (CL):

$$F_{CL}(S) = \frac{F_{OL}(S)}{1 + F_{OL}(S)} \quad (\text{A.9})$$

A.2.1. Calcul des paramètres du régulateur (PI)

La régulation d'un système physique régi par une fonction de transfert, consiste à stabiliser et d'améliorer sa réaction, et répondre à quelques performances :

- Constante de temps « τ » dans le cas d'un système régulé de premier ordre.
- Temps de réponse « tr » et dépassement « D » dans un système de deuxième ordre.

Le calcul reste le même pour le système électrique, il suffit de remplacer l'inertie « J » par « L » et le facteur de frottement « f » par la résistance « R »

A.2.1.a. Système régulé régi par une « FT » du premier ordre

La fonction de transfert en boucle ouverte du système régulé est donnée par l'équation (A.8), On applique la méthode de compensation de pôle (on compense le pôle du système avec le zéro du correcteur), en posant « $\frac{Kp}{Ki} = \frac{J}{f}$ », les fonctions de transfert (A.8) et (A.9) seront :

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{\alpha}(S) = \left(\frac{K_i + K_p S}{S} \right) \cdot \left(\frac{1}{f + JS} \right) = \frac{K_i}{f S} \\ F_{CL}(S) = \frac{\frac{K_i}{f S}}{1 + \frac{K_i}{f S}} = \frac{K_i}{f S + K_i} = \frac{1}{1 + \left(\frac{f}{K_i} \right) S} \end{array} \right. \quad (\text{A.10})$$

La constante de temps est : $\tau = \frac{f}{Ki}$, supposons que le temps de réponse ' t_r ' sera égale à « $t_r = 3 * \frac{f}{Ki}$ », les gains du régulateur ' PI ' pour un temps de réponse donné seront calculés comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} t_r = 3 \cdot \frac{f}{K_i} \Rightarrow K_i = 3 \cdot \frac{f}{t_r} \\ \frac{K_p}{K_i} = \frac{J}{f} \Rightarrow K_p = 3 \cdot \frac{J}{t_r} \end{array} \right. \quad (\text{A.11})$$

A.2.1.b. Système régulé régité par une « FT » du deuxième ordre

Dans le cas d'un système régulé régité par une « FT » du deuxième ordre, d'autres paramètres sont ajoutés tels que : le temps de montée, dépassement, pulsation propre.

Dans ce cas les paramètres du régulateur « Kp et Ki » seront en fonction de deux grandeurs :

Le coefficient d'amortissement « ξ » et la pulsation propre « ω_n ».

Les fonctions de transfert en boucle ouverte et fermée seront :

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{OL}(S) = \left(\frac{K_i + K_p S}{S} \right) \cdot \left(\frac{1}{f + JS} \right) = \frac{K_i + K_p S}{f S + JS^2} \\ F_{CL}(S) = \frac{K_i + K_p S}{JS^2 + (f + K_p)S + K_i} = \frac{\frac{K_i + K_p S}{J}}{S^2 + \frac{(f + K_p)}{J}S + \frac{K_i}{J}} \end{array} \right. \quad (\text{A.12})$$

La fonction de transfert est alors identifiée à une fonction du second ordre donnée par :

$$F_{CL}(S) = \frac{a}{S^2 + (2 \cdot \xi \cdot \omega_n)S + \omega_n^2} \quad (\text{A.13})$$

L'identification des gains du régulateur est obtenue en comparant les deux dénominateurs, d'où les paramètres du correcteur « PI » seront :

$$\left\{ \begin{array}{l} K_p = 2 \cdot \xi \cdot \omega_n \cdot J - f \\ K_i = J \cdot \omega_n^2 \end{array} \right. \quad (\text{A.14})$$

La valeur du coefficient d'amortissement « ξ » et la pulsation propre « ω_n » doivent être adaptés au système ; temps de réponse, dépassement, courant, ... etc.).

ANNEXE B- PARAMETRES DE SIMULATION

Les paramètres de la chaîne éolienne choisie sont donnés dans le tableau suivant.

<i>Elément de la chaîne</i>	<i>Valeur numérique</i>	<i>Signification</i>
<i>Turbine éolienne</i>	$\rho=1.225$	Masse volumique de l'air (Kg/m^3)
	$R_r=3$	Rayon de l'éolienne (m)
	$G=1$	Gain du multiplicateur (Sans boîte de vitesse)
	3	Nombre des pales
<i>GSAP</i>	$P=6.6$	Puissance nominale (kW)
	$R_s=1.6$	Résistance statorique (Ω)
	$L_d=0.02$	Inductance statorique selon l'axe d (H)
	$L_q=0.02$	Inductance statorique selon l'axe q (H)
	$p=12$	Nombre de paires de pôles
<i>Redresseur</i>	$L_{sr}=0.001$	Inductance entre générateur et redresseur (H)
<i>Bus continu</i>	$U_{dc}=700$	Tension nominale du bus continu (V)
	$C=500$	Capacité équivalente (μF)
<i>Liaison au réseau</i>	$L_f=0.02$	Inductance entre onduleur et réseau (H)
	$R_f=0.5$	Résistance entre onduleur et réseau (Ω)
<i>Réseau</i>	220 (3 ~)	Valeur de la tension du réseau (V)
	50	Fréquence de la tension du réseau (Hz)
<i>Temps de simulation (T_s)</i>	0.0002	Pas de calcul (en simulation et en pratique) (s)

ANNEXE C- IDENTIFICATION DES PARAMETRES

Afin de comparer les résultats du modèle simulé avec ceux obtenus expérimentalement, Nous avons effectué plusieurs essais sur les machines disponibles au laboratoire afin d'identifier leurs paramètres.

C.1 Résistance de l'inducteur (statorique), R_e

La résistance statorique est mesurée à chaud en courant continu par une méthode volt-ampèremétrique ou bien à l'aide d'un multimètre.

C.2 Résistance d'induit (rotorique), R_a

La résistance rotorique est mesurée à chaud volt-ampèremétrique ou bien à l'aide d'un multimètre, mais on a trouvé plusieurs valeurs due aux contacts balais collecteurs, donc on a recours à l'utilisation de la formule suivante avec plusieurs testes:

$$R_a = \frac{U_a - E}{I_a} = \frac{U_a - K_e \Omega}{I_a} \quad (C.1)$$

C.3 Inductance de l'induit L_a

La mesure de l'inductance de l'induit L_a peut être faite par plusieurs méthodes:

C.3.1 Méthode directe

Mesure directe à l'aide d'un LCR mètre.

C.3.2 Méthode d'identification par harmonique

Cette méthode donne des résultats plus proches aux données de constructeurs [25].

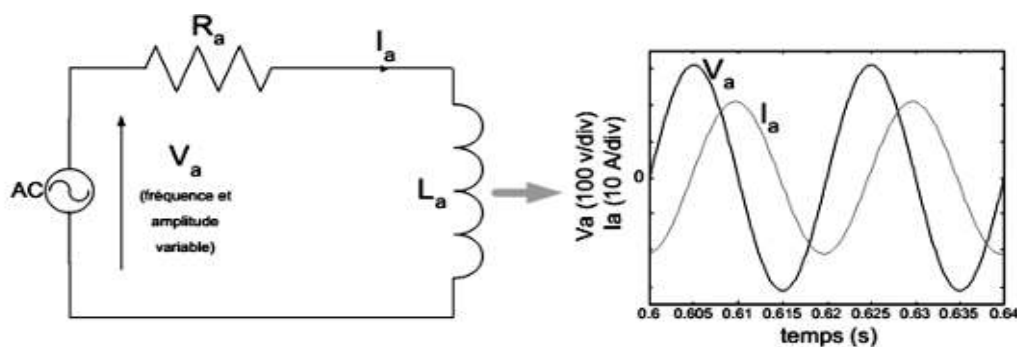


Fig.C.1: Essai harmonique.

Dans cette méthode, plusieurs mesures sont réalisées avec des tensions et des fréquences différentes pour V_a , pour chaque mesure, l'amplitude du courant ainsi que le déphasage ϕ entre le courant et la tension est mesurés. Ensuite, deux équations permettent de connaître la valeur de l'inductance L_a

$$L_a = \frac{\sqrt{\left(\frac{\hat{V}_a}{\hat{I}_a}\right)^2 - R_a^2}}{\omega} \quad (C.2)$$

$$L_a = \frac{R_a}{\omega} \tan(\phi) \quad (C.3)$$

C.3.3 Méthode d'identification par le constant de temps

Cette méthode de l'échelon de tension consistant à mesurer la constante de temps LR à l'aide d'un hacheur. On réalise le montage suivant, dans lequel on ajoute les capteurs nécessaires [25].

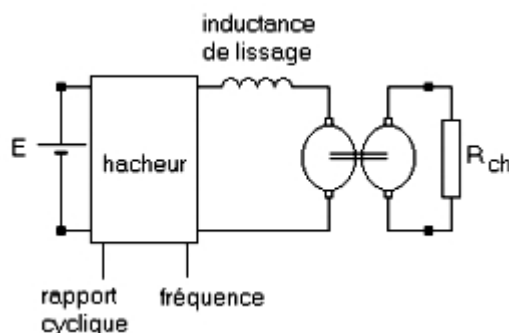


Fig.C.2 : Essai harmonique.

On charge la deuxième machine afin de travailler à un courant moyen permettant d'éviter un mode discontinu, puis on choisit une fréquence de hachage permettant de faire apparaître un courant pratiquement en dents de scie. Dans ce cas, on applique l'équation suivante [25]:

$$L_a = \frac{\alpha(1-\alpha).E}{\Delta i f_h} - L_h \quad (C.4)$$

où : L_h et f_h sont respectivement l'inductance de lissage et la fréquence de hachage.

C.4 Constante du couple K_c et constante de fem K_e

Dans notre cas de la machine à courant continu à excitation séparée, les deux coefficients sont presque égaux. Alors, la mesure de K_e se fait simplement en alimentant la machine sous sa tension nominale sans charge. On mesure le courant d'induit ainsi que la vitesse de rotation, on peut écrire :

$$K_t = K_e = \frac{U_a - R_a I_a}{\Omega_{mec}} = \frac{E}{\Omega_{mec}} \quad (C.5)$$

C.5 Couple de frottements visqueux

Le coefficient de frottements visqueux f est obtenue à partir de l'entraînant de la MCC alimentée sous une tension variable, avec des mesurés de la puissance P_{mcc} et le courant absorbé I_{mcc} ainsi que sa vitesse de rotation Ω_{mcc} . On peut alors écrire :

$$\frac{P_0}{\Omega_{mec}} = \frac{P_{mcc} - R_a I_{mcc}^2}{\Omega_{mec}} = C_s + f \cdot \Omega_{mec} \quad (C.6)$$

où P_0 : puissance due aux pertes par frottements visqueux

C_s : couple de frottements secs

R_a : résistance de l'induit de la machine à courant continu.

On obtient alors la caractéristique une droite de pente f définie par l'équation suivante :

$$\frac{P_0}{\Omega_{mcc}} = f (\Omega_{mcc}) \quad (C.7)$$

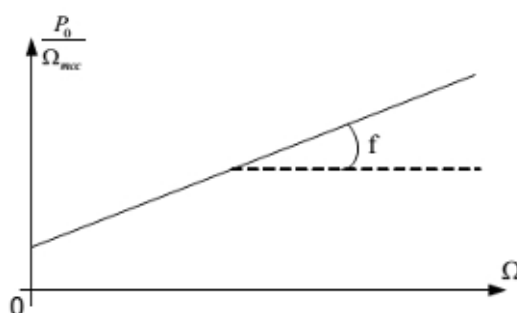


Fig.C.3 : Détermination du coefficient de frottements visqueux.

C.6 Moment d'inertie

Le moment d'inertie mesuré de la machine à courant continu est en fait celui de la machine synchrone. L'ensemble est entraîné à vide à sa vitesse nominale Ω_n . L'alimentation est alors brusquement coupée et la variation de vitesse $\Omega(t)$ est relevée. Dans ces conditions, l'équation mécanique s'écrit :

$$J_{mcc} \frac{d\Omega}{dt} = -f \Omega \quad (\text{C.8})$$

La caractéristique obtenue est alors une exponentielle décroissante dont la constante de temps est égale au quotient J/f , (figure C.4)

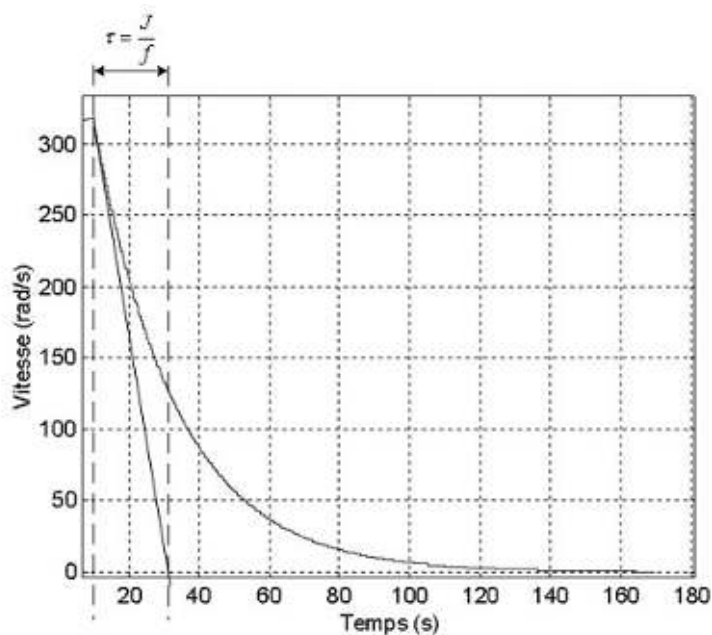


Fig.C.4 : Courbe de ralentissement d'une machine.

ملخص: هذا العمل يمثل دراسة نظام ذي سرعات مختلفة لتوليد الطاقة الكهربائية بواسطة الرياح. قمنا بانجاز عدة تحسينات على كفاءة نظام الطاقة الهوائية بفضل استغلال خصائص المولد المتزامن ذي المغناطيس الدائم (م م م د) واختيار بنية مسهلة تسمح لنا بإزالة عتبة السرعات بهدف الحصول على تلاؤم بين التكلفة-الموثوقية-الكفاءة، كما أن مردود هذه البنية حسن بشكل كبير بتحقيق إستراتيجيات تحكم في التوربين تسمح بامتثال الاستطاعة المنتجة، سواء تتبع نقطة الاستطاعة العظمى (ت ن ا ع) الملتقطة من الرياح، أو تحديد السرعة عند قيمتها العظمى وحصر الاستطاعة المنتجة عند القيمة الاسمية بفضل تطبيق الذكاء الاصطناعي. لقد قمنا بدراسة، تنميط، تحكم، محاكاة وتحقق كل نظام الطاقة الهوائية مخبريا إلى غاية الشبكة الكهربائية، بدءا بالتوربين ثم (م م م د)، المقوم (ت ع ن)، بعد ذلك الموجه ثلاثي الطور الذي يتحكم فيه بطريقة معينة بحيث يحقق الاستطاعة المنقولة إلى الشبكة بمعامل استطاعة مُتحكم به. كما أننا حسنا كفاءات و مردودية النظام أكثر باقتراح بنية جديدة معتمدة على المحول متعدد الخلايا المتسلسلة. أخيرا قمنا بإجراء تجارب حقيقية في المخبر تتمثل في تغيير و تبديل العوامل بهدف اختبار تأثيرها على نظام التحكم من جهة، واكتشاف مفعولها على كفاءات نظام الطاقة الهوائية وعلى الطاقة المحقونة من جهة أخرى. النتائج المخبرية و المتحصل عليها بالمحاكاة وُجدت متماثلة و مرضية جدا كما أنها تثبت فعالية و متانة تقنيات التحكم المدروسة في هذا النوع من التكنولوجيا لإنتاج الطاقة الكهربائية النظيفة.

الكلمات المفتاحية: طاقة الرياح- المولد المتزامن ذو المغناطيس الدائم (م م م د) - تتبع نقطة الاستطاعة العظمى (ت ن ا ع)-التحكم في زاوية الالتفاف- الشبكة العصبية- تعديل عرض النبضة (ت ع ن)-المحول متعدد الخلايا المتسلسلة.

Résumé: Ce travail présente l'étude d'une éolienne à vitesse variable à base d'un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP). Plusieurs améliorations des performances de la chaîne éolienne ont été réalisées grâce à l'exploitation des caractéristiques du (GSAP) et au choix d'une structure simplifiée qui nous a permis d'éliminer la boîte de vitesse pour offrir un compromis : coût – fiabilité – performance. Le rendement de cette structure est largement amélioré par un développement des stratégies de commande de la turbine permettant d'optimiser la puissance produite, soit la maximisation de la puissance captée du vent (MPPT), ou la limitation de la vitesse à sa valeur maximale et la puissance à sa valeur nominale, grâce à l'application de l'intelligence artificielle. Nous avons étudié, modélisé, commandé, simulé et réalisé toute la chaîne de conversion éolienne jusqu'au réseau électrique, commençant par la turbine, puis le GSAP, le redresseur MLI, ensuite l'onduleur triphasé qui est commandé d'une façon à injecter la puissance transmise au réseau avec un facteur de puissance contrôlé. En addition, nous avons amélioré mieux les performances et le rendement du système par la proposition d'une nouvelle structure basée sur le convertisseur multicellulaire série. En fin, nous avons effectué des tests réels au laboratoire à savoir les variations et modifications des paramètres afin d'examiner leurs effets sur la sensibilité de la commande d'une part, et de découvrir leur effet sur les performances de la chaîne éolienne et sur la puissance injectée d'autre part. Les résultats expérimentaux et ceux de simulation obtenus sont identiques et très satisfaisants; ils prouvent l'efficacité et la robustesse des techniques de commande étudiés dans ce type de technologie utilisée pour produire de l'électricité propre.

Mots Clés: Energie éolienne - générateur synchrone à aimants permanents (GSAP)- Le suivi du point maximal de puissance (MPPT) –Commande d'angle de calage-Réseau de neurones-modulation de largeur d'impulsion (MLI)- convertisseur multicellulaire série.

Abstract: This work presents a variable speed wind energy conversion system (WECS) based on permanent magnet synchronous generator (PMSG). Many performance improvements are realized on the (WECS) thanks to the exploitation of the (PMSG) characteristics, and to the choice of a simplified structure which allows the gearbox eliminating in order to obtain a compromise: cost - reliability – performance. The efficiency of this structure was widely improved by developing wind turbine control strategies to optimize the produced power, either the maximization of the wind collected power (MPPT), or limitation of the rotor speed at its maximum value and the power at its nominal value, thanks to the artificial intelligence application. All the (WECS) was studied, modeled, controlled, simulated and realized till the grid, starting by the turbine then the PMSG, PWM rectifier, after that, the three-phase inverter which was controlled in a way to inject the power transmitted into the grid with a controlled power-factor. In addition, the performances and the efficiency of the system were better improved by proposing a new structure based on serial multicellular converter. Lastly, real tests of variations and modifications of parameters were carried out in laboratory in order to test their effects on the control sensitivity on one hand, and to discover its effect on the (WECS) performances and on the injected power as well, on the other hand. The experimental and simulation results obtained were found identical and very satisfactory; they prove the efficiency and the robustness of the studied control techniques in this kind of technology to produce the clean electricity.

Key Words: Wind energy conversion system (WECS)-permanent magnet synchronous generator (PMSG)-Maximum power point tracking (MPPT)–Pitch angle control-Neural network–Pulse width modulation (PWM)-Serial multicellular converter.