

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université d'Adrar

Faculté des sciences et de la technologie

Département des sciences de la matière



**Mémoire de Fin d'Etudes en vue de l'Obtention du Diplôme de
Master en Physique Energétique**

Thème

Étude et simulation d'une éolienne au milieu saharien

Soutenu le : 09/06/2015

Présenté par :

Mr. : DAHBI Abdeldjalil

Membres de jury :

Président: Mr. BOUSSAID Mohammed
(Université d'ADRAR)

Encadré par :

Pr. HAMOUDA Messaoud
(Université d'ADRAR)

Examineurs

Pr. BENATIALLAH Ali
(Université d'ADRAR)

Dédicaces

*JE DEDIE CE MODESTE TRAVAIL DANS UN PREMIER LIEU A 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.*

*A MA FEMME ET TOUS MES FRÈRES ET SŒURS, A TOUS MES COUSINS, COUSINES,
TANTES, MON IMAM DU CORAN F.RABAH ET À TOUS MES AMIS ET TOUS LES
ÉTUDIANTS DE LA PROMOTION QUE J'AI PARTAGÉ AVEC EUX DES BONS MOMENTS ET
DES BONS SOUVENIRS.*

*ET ENFIN A TOUS CEUX QUE J'AIME ET QUI M'AIMENT ET NOUS ONT AIDE
K.KOUSSA, M. BENMJAËD, F.ARAMA, K.ROMANI, AKADA, B.BOUCHOUICHA
R.MAOUADJ, Y.AOUN...*

ABDELDJALIL

Remerciements

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

Je tiens à remercier en tout premier lieu Pr. HAMOUDA Messaoud, Directeur de ce mémoire, pour m'avoir aidé par ses idées et ses conseils, ainsi que sa disponibilité durant toutes les étapes de la réalisation de ce travail.

Je remercie également les membres de jury Mr. BOUSSAID Mohammed et Pr. BENATIALLAH Ali pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail.

J'exprime aussi ma gratitude à mes collègues de l'université d'Adrar pour leur soutien et leur aide surtout les chercheurs d'URERMS qui m'ont permis d'échanger des idées dans le même axe de recherche. Je remercie spécialement mon collègue Miloud pour son aide et ses conseils.

Je ne peux oublier mes enseignants pour leurs efforts durant toutes mes années d'étude dans l'université et pour leur soutien durant la réalisation de ce mémoire.

Enfin je remercie toute personne qui a participé de près ou de loin pour rendre ce travail réalisable et présentable.

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

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

DAHBI Abdeldjalil

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	1
<i>CHAPITRE.I.....</i>	<i>2</i>
GÉNÉRALITES SUR LES ÉNERGIES ÉOLIENNES ET LES MACHINES ASYNCHRONES À DOUBLE ALIMENTATION.....	2
I.1. Introduction	2
I.2. Généralité sur l'énergie éolienne	2
I.2.1. Historique de l'éolien.....	2
I.2.2. Perspectives mondiales de l'éolien.....	2
I.3. Notions théoriques sur l'éolien.....	4
I.3.1. Définition d'énergie éolienne	4
I.3.2. Classification des éoliennes.....	5
I.4. Architecture d'une éolienne à axe horizontal.....	7
I.5. Bilan des forces exercées sur une pale.....	8
I.6. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne.....	9
I.6.1. Système de décrochage aérodynamique (Stall control)	9
I.6.2. Système d'orientation des pales (pitch control).....	9
I.7. Conversion électromécanique.....	10
I.7.1. Éoliennes à vitesse fixe	10
I.7.2. Éoliennes à vitesse variable	10
I.8. Structures utilisant la Machines Asynchrones à Double Alimentation (MADA).....	11
I.8.1. Machine asynchrone à double alimentation à énergie rotorique dissipée.....	11
I.8.2. Structure de Kramer.....	12
I.8.3. MADA avec cycloconvertisseur	12
I.8.4. Structure de Scherbius	13
I.9. Conclusion.....	13
<i>CHAPITRE.II.....</i>	<i>14</i>
MODELISATION ET COMMANDE DES TURBINES EOLIENNES	14
II.1. Introduction.....	14
II.2. Modèle du vent.....	14
II.3. Conversion de l'énergie éolienne	15

II.3.1. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique	15
II.3.2. Loi de Betz.....	15
II.3.3. Énergie mécanique transformée	18
II.3.4. Courbes caractéristiques des turbines éoliennes.....	18
II.4. Modélisation de la turbine.....	20
II.4.1. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine	20
II.4.2. Modèle de la turbine	21
II.4.3. Modèle du multiplicateur.....	21
II.4.4. Modèle de l'arbre de transmission.....	21
II.5. Zones de fonctionnement de l'éolienne	22
II.6. Stratégies de commande de la turbine éolienne	23
II.6.1. Techniques d'extraction du maximum de la puissance (MPPT).....	23
A. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse.....	29
B. Résultats de simulation de MPPT avec asservissement de vitesse.....	29
II.6.2. Technique de limitation de la puissance	31
A. Résultats de simulation des commandes de limitation de la puissance	32
II.7. Conclusion	34
 CHAPITRE.III	 35
MODELISATION DES MACHINES ASYNCHRONES A DOUBLE	
ALIMENTATION	35
III.1. Introduction.....	35
III.2. Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation.....	35
III.2.1. Hypothèses simplificatrices	35
III.2.2. Description.....	35
III.2.3. Equations électriques.....	36
III.2.4. Equations magnétiques	37
III.2.5. Transformation de Park.....	38
III.2.6. Equation des flux au système biphasé (d, q).....	39
III.2.7. Équation des tensions dans le système biphasé (d, q).....	40
III.2.8. Expression de la puissance.....	41
III.2.9. Expression du couple.....	41
III.2.10. Equations mécaniques	42
III.2.11. Modèle de la machine en représentation d'état.....	43
III.3. Simulation de la machine asynchrone à double alimentation (MADA)	44
III.4. Modélisation des convertisseurs utilisés	45
III.4.1. Stratégie de la commande MLI naturelle (sinus-triangle)	48

III.5. Conclusion.....	49
CHAPITRE.IV.....	50
MODÉLISATION ET COMMANDE DE LA CHAÎNE ÉOLIENNE	
D'ADRAR.....	50
IV.1. Introduction	50
IV.2. Modélisation et commande de la chaîne éolienne globale	50
IV.2.1. Commande de la MADA associée au convertisseur.....	51
IV.2.2. Commande du convertisseur coté réseau.....	53
IV.2.3. Modélisation de la liaison au réseau.....	55
IV.3. Application sur une éolienne installée en Adrar (Kaberten).....	56
IV.3.1. Etude de gisement éolien en Adrar	56
IV.3.2. Résultat de simulation de la turbine éolienne installée en Adrar	59
A. Comparaison avec la turbine Gamesa G52-850kW.....	62
IV.4. Conclusion.....	63
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....	64
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	66
ANNEXE A- CALCUL ET SYNTHÈSE DES CORRECTEURS.....	70
ANNEXE B- PARAMÈTRES DE SIMULATION.....	72

Liste des figures

Figure I.1. Production mondiale de l'énergie éolienne.	3
Figure I.2. Les dix premiers producteurs de l'énergie d'éolienne dans le monde (MW).	3
Figure I.3. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie, [9].	4
Figure I.4. Principe de conversion de l'énergie cinétique de vent.	4
Figure I.5. Différentes utilisations de l'énergie éolienne.	5
Figure I.6. Éoliennes à axe horizontal.	5
Figure I.7. Éolienne amont horizontale.	6
Figure I.8. Éolienne aval horizontale.	6
Figure I.9. Éoliennes à axe vertical.	6
Figure I.10. Composantes d'une turbine éolienne.	7
Figure I.11. Éléments d'une nacelle.	7
Figure I.12. Bilan des forces sur une pale.	8
Figure I.13. Flux d'air sur un profil de pale " stall ".	9
Figure I.14. Variation de l'angle de calage d'une pale.	9
Figure I.15. Éoliennes à base d'une machine asynchrone directement connectée au réseau.	10
Figure I.16. Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et du vent.	10
Figure I.17. Système éolien à base d'une MADA à dissipation d'énergie rotorique.	11
Figure I.18. Système éolien à base d'une MADA avec structure de Kramer.	12
Figure I.19. Système éolien à base d'une MADA avec cycloconvertisseur.	12
Figure I.20. Éoliennes à structure de Scherbius.	13
Figure I.21. Quatre modes de fonctionnement de la MADA.	13
Figure II.1. Allure de la vitesse du vent.	14
Figure II.2. Colonne d'air animée d'une vitesse v	15
Figure II.3. Tube du courant autour d'une éolienne.	16
Figure II.4. Caractéristique du coefficient de puissance.	17
Figure II.5. Vitesse du vent (V_v) et vitesse tangentielle ($\Omega_r R_t$).	17
Figure II.6. Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance.	18
Figure II.7. Coefficients C_m en fonction de la vitesse spécifique λ et l'angle de calage.	18
Figure II.8. Coefficient de puissance en fonction de λ et β	19
Figure II.9. Valeurs optimales du coefficient de puissance.	19
Figure II.10. Puissance disponible pour un type d'éolienne donné.	20
Figure II.11. Modèle simplifié de la turbine éolienne.	20

Figure II.12. Zones de fonctionnement d'une éolienne.....	22
Figure II.13. Caractéristiques vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse du vent.	23
Figure II.14. Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance-vitesse de rotation.	24
Figure II.15. Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.	26
Figure II.16. Schéma de MPPT sans asservissement de vitesse.....	26
Figure II.17. Schéma de MPPT avec asservissement de vitesse.	28
Figure II.18. Profil du vent.	28
Figure II.19. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse.....	29
Figure II.20. Résultats de MPPT avec asservissement de vitesse par régulateur PI.	30
Figure II.21. Comparaison des commandes MPPT.....	31
Figure II.22. Schéma des commandes de limitation de puissance.....	31
Figure II.23. Schéma des zones de fonctionnement d'éolienne.	32
Figure II.24. Profil du vent pour illustrer les trois zones de fonctionnement.	32
Figure II.25. Résultats des trois zones de fonctionnement.	33
Figure III.1 Stator et Rotor de la MADA.	35
Figure III.2. Représentation de la machine asynchrone à double alimentation.	36
Figure III.3. Passage du repère (abc) du stator au repère (d,q) de Park.....	38
Figure III.4. Schémas équivalents de MADA selon les deux axes d et q	40
Figure III.5. Grandeurs de MADA.....	45
Figure III.6. Alimentation de MADA par convertisseurs.	46
Figure III.7. Schéma d'un onduleur de tension triphasé avec une charge.....	46
Figure III.8. Génération d'une MLI naturelle de l'interrupteur S_a	48
Figure III.9. Tension u_{ab} de l'onduleur.....	49
Figure IV.1. Schéma de la chaîne de conversion d'énergie éolienne à base GADA.....	50
Figure IV.2. Commande du GADA et le convertisseur coté rotor.....	51
Figure IV.3. Orientation du flux statorique.....	52
Figure IV.4. Schéma bloc de la commande indirecte avec boucle de puissance.	53
Figure IV.5. Schéma électrique du bus continu.	54
Figure IV.6. Boucle d'asservissement de la tension du bus continu.	54
Figure IV.7. Schéma bloc de la commande du convertisseur coté réseau.....	55
Figure IV.8. Schéma monophasé équivalent simplifié du transformateur.	55
Figure IV.9. Schéma électrique du filtre.....	56
Figure IV.10. La rose du vent d'Adrar, [61].....	57
Figure IV.11. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 50m du sol (m/s) en Algérie, [9].	57
Figure IV.12. Station éolienne de Kaberten Adrar.....	57
Figure IV.13. Vitesse du vent en Adrar.....	58

Figure IV.14. Température mesurée au 30 Janvier 2014 en Adrar, [62].....	58
Figure IV.15. Profil du vent.....	59
Figure IV.16. Variation des grandeurs le la chaine éolienne.	61
Figure IV.17. Caractéristiques (puissance-vitesse) de Gamesa G52.....	62

Liste des tableaux

Tableau I.1. Classification des éoliennes.....5

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

MADA	Machine asynchrone à double alimentation
GADA	Générateur asynchrone à double alimentation
M.P.P.T	Maximum Power Point tracking
TSR	Tip-Speed-Ratio
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
MLI	Modulation de largeur d'impulsions
DC / AC	Continu / Alternatif
ONM	L'Office National de la Météorologie
CDÉR	Centre de Développement des Énergies Renouvelables
THD	Le facteur de distorsion (Total Harmonic Distorsion)
IAEA	International Atomic Energy Agency
SKTM	Sharikat Kahraba wa Takat l'Motajaddida
FMM	Force Magnétomotrice
DFIG	Doubly Fed Iduction Generator
HF	Haute fréquence

Symboles

(d, q)	Indice directe et quadrature du repère de Park
R_s, R_r	Résistances statorique et rotorique respectivement
L_s, L_r	Inductances cycliques statorique et rotorique respectivement
$V_s, V_r, (v_s, v_r)$	Tension statorique et rotorique respectivement
$V_{sd}, V_{sq}, (v_{sd}, v_{sq})$	Composantes de la tension au stator dans le repère de Park
M, L_m	Inductance mutuelle cyclique stator-rotor (magnétisante)
$I_{ds}, I_{qs}, (i_{ds}, i_{qs})$	Composantes du courant statorique
$I_{dr}, I_{qr}, (i_{dr}, i_{qr})$	Composantes du courant rotorique
C_{em}	Couple électromagnétique
C_r	Couple résistant
p	Nombre de paire de pôles
J	Moment d'inertie totale de l'ensemble turbine et générateur
F_c, f	Coefficient de frottement visqueux
ω_s	Pulsation électrique statorique (de synchronisme)

\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}	Force 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_{min}	L'angle de calage minimal
B_{ref}	L'angle de calage de référence
i	L'angle d'incidence
Ω_{tur}	Vitesse de rotation de l'éolienne (avant le multiplicateur)
Ω_s	Vitesse de rotation de synchronisme
P_{mg}	Puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur
v	Vitesse du vent instantanée
V_n, V_{nom}	Vitesse du vent nominale correspondante à la puissance nominale
P_{aer}, C_{aer}	Puissance et couple aérodynamique de l'éolienne respectivement
R_t	Rayon de la pale
Ω_g	Vitesse angulaire du générateur
V_v, V_1	Vitesses du vent
V_m	Vitesse moyenne du vent
V_2	Vitesse du vent après le passage à travers le rotor
E_c	Energie cinétique du vent
ρ	Masse volumique de l'air
P_0	La pression atmosphérique
S	Surface balayée par le rotor de l'éolienne
R_d	Constant des gaz parfaits
T	Température
m	Masse d'air traversant le rotor éolien en une(1) 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
C_m	Coefficient du couple de l'éolienne

C_e	Coefficient d'efficacité de l'éolienne
η_{mec}, η_g	Rendements mécanique et du générateur
λ	Vitesse spécifique ou ration de vitesse
P_{opt}, λ_{opt}	Puissance optimale et vitesse spécifique optimale respectivement
Ω_{mec}	Vitesse de rotation mécanique du générateur (après le multiplicateur)
J_g	Moment d'inertie du générateur
J_{tur}	Inertie de la turbine
G	Gain du multiplicateur
C_g	Le couple issu du multiplicateur (résistant au couple turbine)
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 démarre
$V_{cut-out}$	Vitesse du vent à laquelle l'éolienne s'arrête
C_{em-ref}	Couple électromagnétique de référence
$\Omega_{tur-ref}$	Vitesse angulaire de référence de la turbine
Ω_{ref}	Vitesse mécanique de référence
Ω_{nom}	Vitesse de rotation nominale de la turbine
Ω_{min}	Vitesse de rotation minimale de la turbine
C_{pmax}	Coefficient de puissance maximale (optimal) de la turbine
C_{ass}	Régulateur pour l'asservissement de la vitesse mécanique
$C_{aer-estim}$	Couple aérodynamique estimé
$\Omega_{turbine-estim}$	Vitesse mécanique estimée de la turbine
$\Omega_{cut_in}, \Omega_{cut_out}$	Vitesse mécanique de démarrage et arrêt de la turbine
K_{opt}	Coefficient du couple optimal
K_p, K_i	Gains proportionnel et intégral respectivement du régulateur PI
ζ	Coefficient d'amortissement
ω_n	Pulsation naturelle
ω_a, ω_r	Pulsation rotorique
ω_{sb}, ω_m	Pulsation entre repère statorique et rotorique
V_{est}	Valeur estimée de la vitesse du vent
θ	L'angle électrique entre le repère statorique et le repère rotorique

θ_0	Angle électrique initial
θ_s	L'angle électrique entre le repère statorique et le repère de Park
θ_r	L'angle électrique entre le repère rotorique et le repère de Park
g	Glissement de la machine
V_{dc}	Tension aux bornes du condensateur (bus continu)
V_{dc-ref}	Tension de référence du condensateur
C	Capacité du condensateur
V_{sabc}, V_{rabc}	Tensions aux phases a, b et c du stator et rotor respectivement
I_{sabc}, I_{rabc}	Courants aux enroulements a, b et c du stator et rotor respectivement
V_0, I_0	Composantes homopolaire de la tension et courant respectivement
$\varphi_{sa,b,c}$	Flux aux phases a, b et c statoriques
$\varphi_{ra,b,c}$	Flux aux phases a, b et c rotorique
M_{max}	Inductance maximale
M_{sr}	Inductance mutuelle entre le stator et rotor
L_{ss}	Inductances mutuelles du couplage stator-stator
L_{rr}	Inductances mutuelles du couplage rotor-rotor
X	Représente le courant, la tension ou le flux
$[K(\theta)]$	Matrice de Park
$[P(\theta)]$	Matrice de Park modifiée
P_d	Energie emmagasinée dans le circuit magnétique
P_j	Puissance dissipée en pertes Joule
P_{em}	Puissance électromagnétique
R_{ch}	Résistance de la charge
L_{ch}	Inductance de la charge
T	Période
U_{AC}, U_{dc}	Tensions alternative et continue de l'onduleur
U_0	Tension d'entrée de l'onduleur
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 $i \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$	Transistor IGBT et la diode en anti-parallèle
i_1	Courant modulé par le convertisseur du côté du réseau
i_2	Courant d'onduleur modulé par le convertisseur du côté de la machine
i_c	Courant du condensateur
S	Grandeur de Laplace
P_{ref}	Puissance active de référence
Q_{ref}	Puissance réactive de référence
P_s, Q_s	Puissance active et réactive respectivement injectées 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)
K, T_1, T_2	Rapports de transformation des transformateurs
V_{gp}, V_{gs}	Tensions primaire et secondaire respectivement du transformateur
N_1, N_2	Nombre de spires primaires et secondaires respectivement du transformateur
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
R_f	Résistance du filtre
L_f	Inductance du filtre
E	Tension continue d'alimentation
$BO (G_{ol}), BF (G_{cl})$	Respectivement fonction de transfert 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
R_p, L_p	Respectivement résistance et inductance du transformateur ramenés au primaire
Z_0	Rugosité du sol

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie sous toutes ses formes est très nécessaire dans nos différentes activités quotidiennes notamment l'énergie électrique. Ces dernières années nous assistons à une augmentation croissante sans cesse de demande de la puissance électrique afin de répondre aux exigences industrielles et quotidiennes. 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. Mais face à les inquiétudes sur la consommation excessive des ressources naturelles et de l'impact sur l'environnement due à la pénurie énergétique au niveau mondial, et l'augmentation de l'effet de serre, différentes solutions de substitution ont été envisagées à savoir les énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydraulique, géothermique), en particulier l'énergie éolienne qui représente une solution importante et pourrait mitiger ces problèmes grâce essentiellement au gisement éolien considérable. Cependant le caractère aléatoire de cette source (vent), nous impose d'établir des commandes et des règles de dimensionnement et d'utilisation, accompagnées par une application sur la turbine éolienne installée en Adrar. L'objectif principal de ce travail est d'étudier cette turbine et créer un modèle afin d'appliquer des commandes pour tester et améliorer leurs performances.

Pour atteindre cet objectif on a structuré ce mémoire sur quatre chapitres

Dans le premier chapitre, on donne 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).

Le second chapitre est consacré à l'étude, modélisation et la commande de la turbine éolienne, après le développement d'un modèle général, on a appliqué les différentes commandes correspondantes à chaque zone de fonctionnement, à savoir (MPPT, commande à vitesse constante, commande de l'angle de calage pour limiter l'excès de puissance). Ces commandes sont validées par les résultats de simulation en utilisant le logiciel (MATLAB- Simulink).

Le troisième chapitre est réservé au modélisation et l'étude du fonctionnement et les performances de machine asynchrone à double alimentation (MADA), afin de mieux comprendre son fonctionnement dans la chaîne éolienne, en premier lieu on a étudié et modélisé la MADA dans sa structure générale avant d'arriver à un modèle définitif utilisé au cours de ce travail. Ensuite, on a modélisé les convertisseurs utilisés. Ces modèles sont validés par les résultats de simulation, dans le but de vérifier que les courbes obtenues viennent confirmer la théorie.

Le quatrième chapitre est consacré à la modélisation et la commande de la chaîne éolienne globale. On a modélisé la même structure de la turbine éolienne installée en Adrar (Gamesa G52). En suite on a effectué des approximations d'un profil du vent réel afin de comparer le comportement de la chaîne simulé avec les caractéristiques réelles et concevoir leurs performances.

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

CHAPITRE.I

GÉNÉRALITES SUR LES ÉNERGIES ÉOLIENNES ET LES MACHINES ASYNCHRONES À DOUBLE ALIMENTATION

I.1. Introduction

L'énergie est nécessaire dans toutes nos activités quotidiennes notamment l'énergie électrique qui a connu une augmentation croissante sans cesse, cette augmentation est accompagnée par les risques de pénurie des matières fossiles et leurs effets sur le changement climatique et l'environnement. Les énergies renouvelables représentent une solution importante de ces problèmes. Parmi les nouvelles sources d'énergie, on trouve l'énergie éolienne qui fait l'objet de notre travail.

Dans ce chapitre, on donne 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), et des configurations éolienne à base GADA.

I.2. Généralité sur l'énergie éolienne

I.2.1. Historique de l'éolien

La captation d'énergie utile éolienne est une technologie ancienne et très courante. Il y remonte à 2000 ans avant Jésus-Christ l'homme utilisait déjà l'énergie éolienne pour la transformer en énergie mécanique [1]. On trouve à partir du V^e siècle les premiers aéromoteurs en Asie, ce sont des machines à axe vertical et a peu près à la même époque, les Égyptiens utilisent des moulins à axe horizontal. En VII^e siècle, Perse (Iran actuel) a utilisé de 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 1920-1961, les recherches aérodynamiques importantes pour l'aéronautique permirent aux moteurs éoliens de faire des progrès sensibles [2]. En 1971, le premier parc éolien en mer au large du Danemark d'une puissance totale de 5 MW est apparu. À la fin de cette période leur développement fut stoppé en raison d'une concurrence avec les énergies primaires fossiles. L'histoire des éoliennes reprend à partir d'octobre 1973, lors du premier choc pétrolier. 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]. En septembre 2001, dans une directive, l'Europe s'engage à produire 22% de son électricité grâce aux énergies renouvelables [4].

I.2.2. Perspectives mondiales de l'éolien

Actuellement, l'énergie éolienne connaît une grande croissance et attraction des investisseurs grâce à son faible risque et au besoin d'énergie propre et fiable. En comparaison, il faut noter

qu'aucun réacteur nucléaire n'est entré en activité en 2008, selon l'IAEA (International Atomic Energy Agency) [5].

La figure(I.1) illustre la puissance éolienne mondiale installée. Elle est doublée en 2008 par rapport à celle installée en 2005 [5].

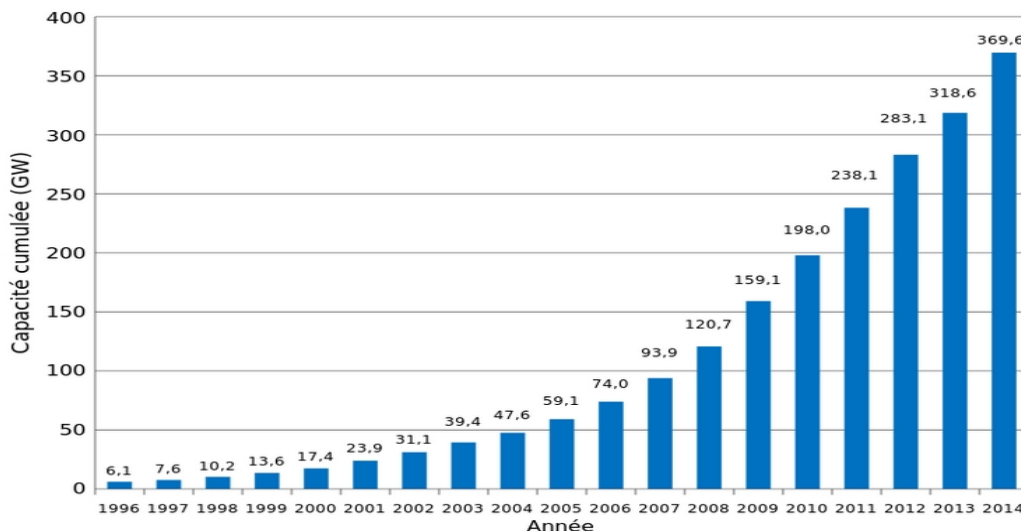


Figure I.1. Production mondiale de l'énergie éolienne.

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

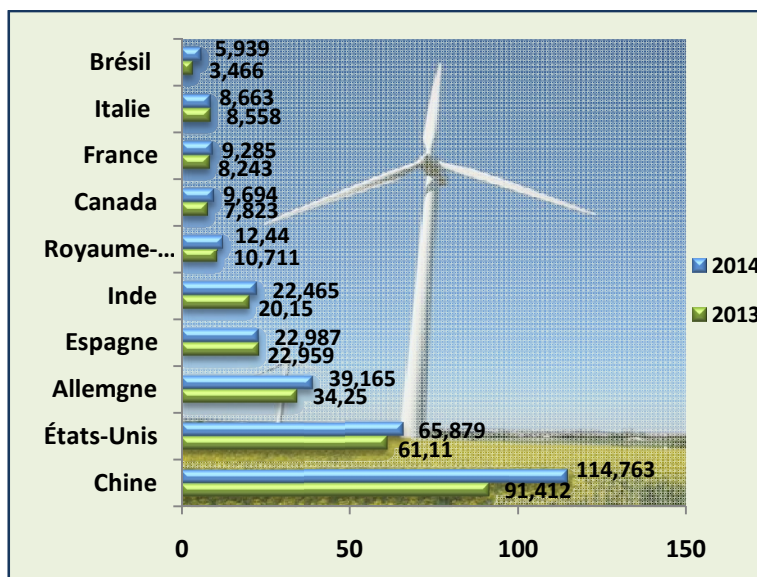


Figure I.2. Les dix premiers producteurs de l'énergie d'éolienne dans le monde (MW).

La chine a récemment pris la première place en termes d'équipement total avant les états unis en 2014. Il est estimé que l'énergie éolienne sera capable de contribuer en 2020 à au moins 12% de la consommation électrique mondiale, [5].

En Algérie, Les ressources énergétiques de l'Algérie ont déjà été estimées par le centre de développement des énergies renouvelables (CDER) 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 qui peut être exploité pour la production d'énergie électrique, surtout dans les trois régions situées au sud-ouest du Sahara (Tindouf, In Salah et Adrar) où les vitesses de vents sont élevées et peuvent dépasser 6m/s dans la région d'Adrar, [7]. Il est estimé qu'elles seules cumulent un potentiel approchant les 24 TWh/an [8].

La figure (I.3) présente la carte des vents en Algérie [9].

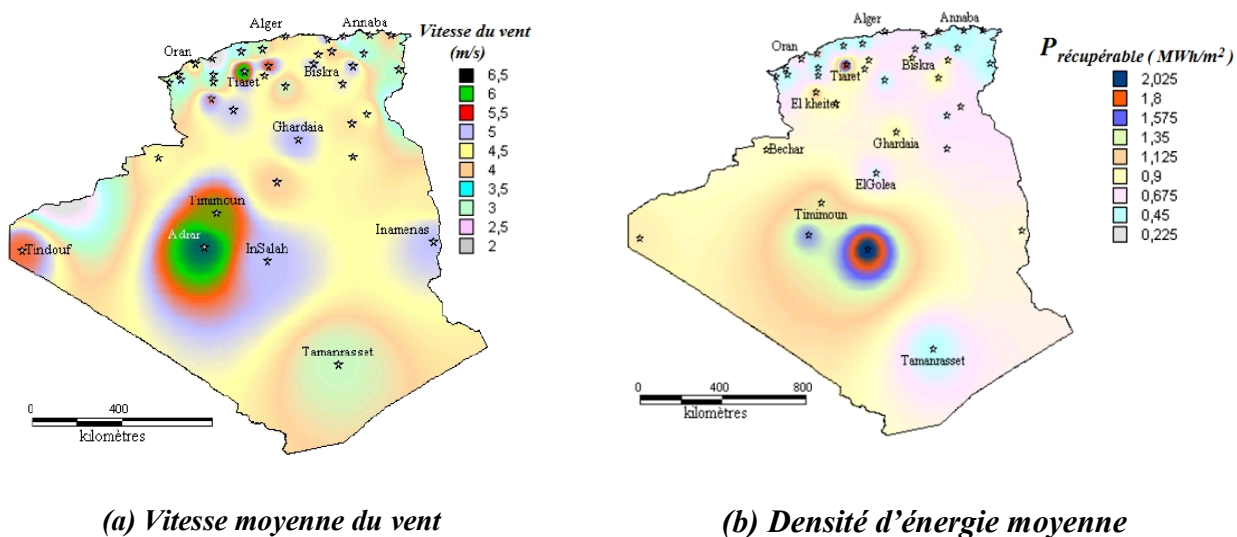


Figure I.3. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie, [9].

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, [10]. En jeudi 21/01/2010, la réalisation de la première ferme éolienne en Algérie, d'une puissance de 10 MW à Kaberten, Adrar (sud-ouest), elle a été confiée au groupe français VERGNET. Ce dernier a été retenu par la SKTM, filiale du groupe SONELGAZ, [8].

I.3. Notions théoriques sur l'éolien

I.3.1. Définition d'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, non polluante et durable. L'éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en électricité, [4], [11], Figure (I.4).

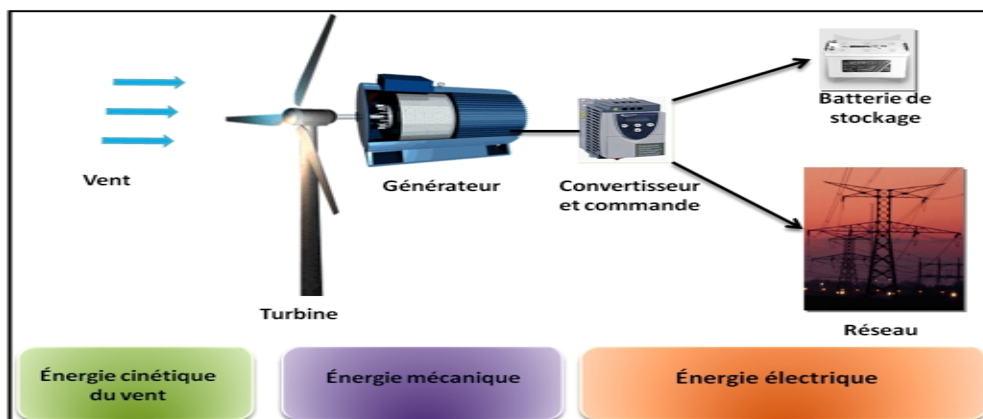


Figure I.4. Principe de conversion de l'énergie cinétique de vent.

La puissance et le débit d'énergie d'une éolienne augmentent en fonction de la hausse de la vitesse du vent [12]. La figure (I.5), montre trois utilisations de l'énergie éolienne: (a) pompage de l'eau, (b) moulin à vent, (c) production de l'électricité [13].



Figure I.5. Différentes utilisations de l'énergie éolienne.

I.3.2. Classification des éoliennes

Les générateurs éoliens sont classés selon plusieurs critères (gamme de puissances, axe de rotation : horizontal ou vertical, mode de fonctionnement : vitesse fixe ou variable), [11].

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, [11], [14], (tableau I.1)

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)

Selon la position d'axe de rotation il existe principalement deux types de turbines éoliennes :

A. Éoliennes à axe horizontal

Ce type est le plus utilisé, et dotées d'un système oriente le rotor face au vent, [15],[16], figure (I.6).



a-Éolienne bipale b-Éolienne tripale c-Éolienne multipale
 Figure I.6. Éoliennes à axe horizontal.

Les éoliennes les plus souvent à axe horizontal sont de 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 bipales, [10]. 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, [12].

❖ Dans les éoliennes à axe horizontal, on distingue deux catégories :

❖ **Turbine avant la nacelle (amont)**

Dans ce type, la voilure est placée avant la nacelle, un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire. Le vent souffle sur le devant des pales que doivent être rigides en direction de la nacelle, [17], figure(I.7).

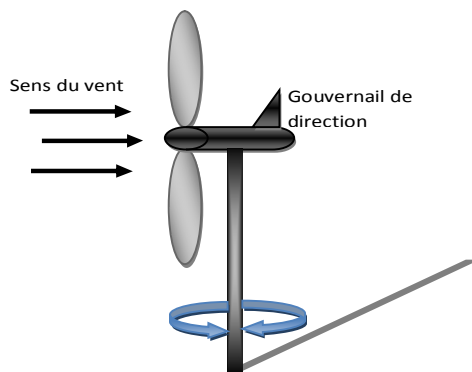


Figure I.7.Éolienne amont horizontale

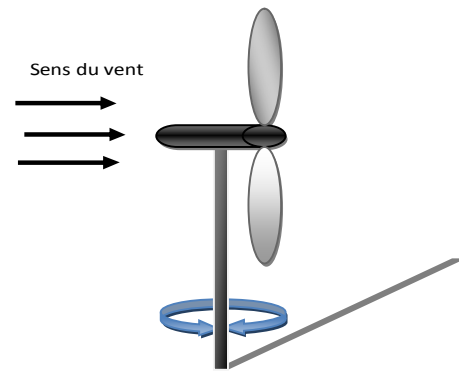


Figure I.8. Eolienne aval horizontale.

❖ **Turbine derrière la nacelle (aval)**

Dans ce cas une autre solution, la turbine se place automatiquement face au vent qui souffle sur l'arrière des pales, le rotor est flexible et auto-orientable, mais elles sont assez rares car des vibrations importantes sont notées dues aux changements de direction du vent, figure (I.8), [18].

B. Turbines éoliennes à axe vertical

Ce type d'éoliennes offre la possibilité de mettre le générateur au sol, sa construction est simple et n'a pas besoin du système d'orientation au sens du vent. Néanmoins, elles sont les moins utilisées à cause de leurs mauvaises performances par rapport aux précédentes et le poids de l'ensemble.

Il existe trois technologies de ce type: Turbines Darrieus classiques, Turbines Darrieus à pales droites (type-H), Turbines Savonius , figure (I.9), [14], [15].



a-Turbine Darrieus

b-Turbine Darrieus de type H

c-Turbine Savonius

Figure I.9. Éoliennes à axe vertical.

I.4. Architecture d'une éolienne à axe horizontal

Dans notre travail on s'intéresse par ce type d'éolien qui a été installé en Adrar. Plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs. Mais on peut distinguer trois composants principaux, le rotor, la nacelle et la tour, comme illustré sur la figure (I.10), [16].

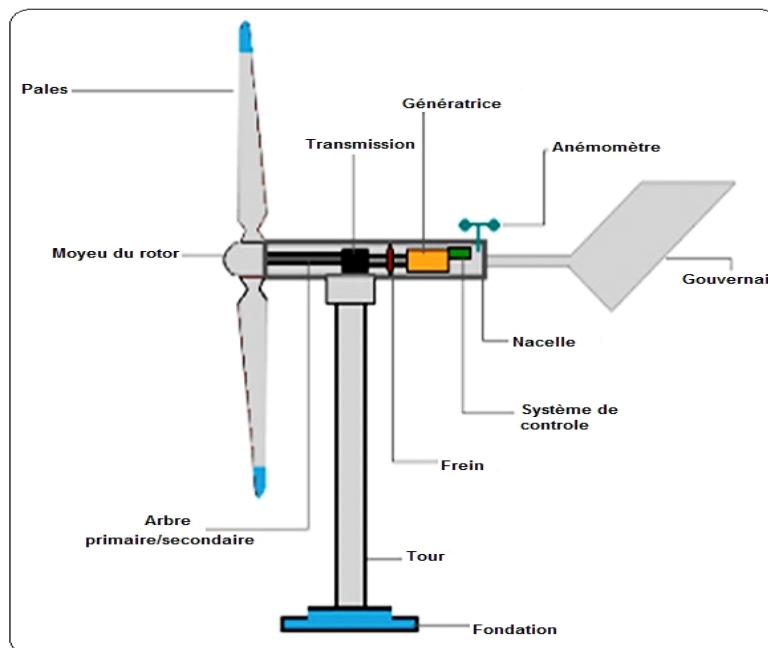


Figure I.10. Composantes d'une turbine éolienne.

Pales : Les pales sont la partie qui capte l'énergie du vent et la transfèrent au moyeu du rotor. De leur nature et le profil dépendront le bon fonctionnement et le rendement du moteur éolien. Plus le nombre de pale est grand plus le couple de démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite, [20]. Mais le système tripale est le plus performant car il représente un bon compromis entre le rendement, le coût, le comportement vibratoire et le bruit, [10], [11].

Moyeu : C'est l'organe qui supporte les pales. Il doit être capable de supporter des à-coups importants du démarrage de l'éolienne et 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, [10], [20].

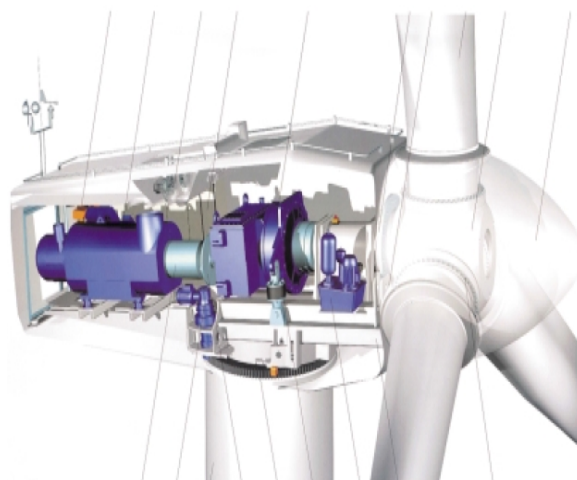
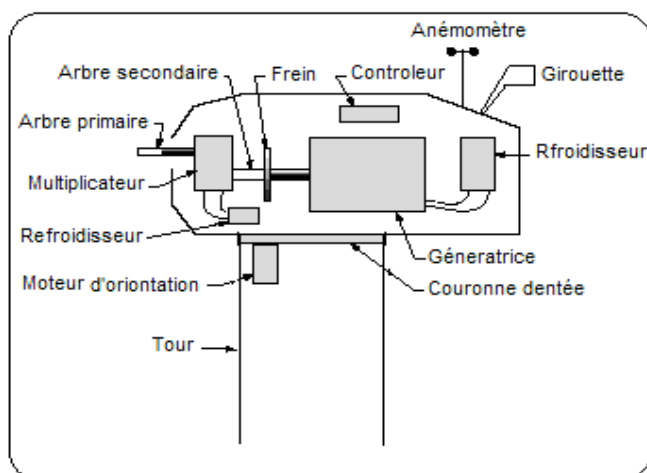


Figure I.11. Eléments d'une nacelle.

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.), [18].

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.

Multiplicateur : Appelée aussi **transmission**. Il adapte la vitesse de rotation de la turbine éolienne à celle du générateur électrique. Il 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, [10].

Frein : Il sert à arrêter l'éolienne en cas d'urgence et à la vitesse 25m/s pour Gamesa, [10], [20].

Générateur électrique : Il peut être un générateur à courant continu ou un alternateur. Dans tous les cas, il transforme l'énergie mécanique, en énergie électrique.

Système de refroidissement : Il comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir le générateur et un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur, [20].

Système de contrôle : C'est un système électrique qui contrôle le mécanisme d'orientation. Généralement, par moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée. Il surveille aussi le fonctionnement de l'éolienne, et l'arrêt de l'éolienne en cas de défaillance. [10].

Anémomètre : Il mesure la vitesse du vent qu'il va transmettre 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.

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 [21].

I.5. Bilan des forces exercées sur une pale

La Figure (I.12) représente la section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur, [11]. 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. Leur résultante est appelée \vec{V}_{res} .

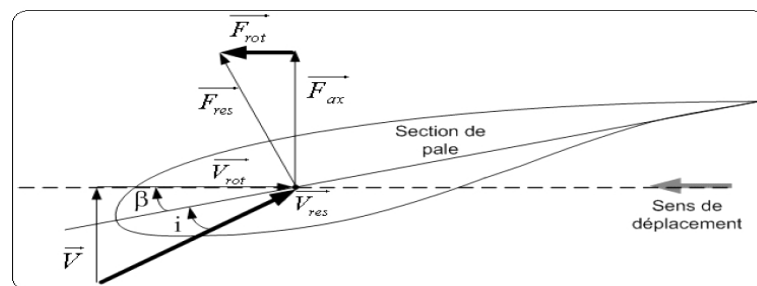


Figure I.12. Bilan des forces sur une pale.

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. Lorsque la vitesse du vent devient trop élevée ou si le générateur nécessite une vitesse fixe, la puissance extraite par l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale. β et i sont respectivement l'angle de calage et l'angle d'incidence, [11].

I.6. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne

Les éoliennes sont en générale dimensionnées de manière à atteindre leurs performances à une puissance nominale P_n qu'est obtenue à partir d'une vitesse du vent V_n . En cas de vitesse du vent supérieure à V_n , il est nécessaire de perdre une partie de l'énergie supplémentaire afin d'éviter tout endommagement de l'éolienne, [10], [18]. Il y'a deux manières différentes de contrôler en toute sécurité la puissance extraite de la turbine à la valeur de la puissance nominale du générateur, [18]:

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

Ce système est utilisé généralement dans les éoliennes à vitesse fixe de petites puissances. Il 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.13), ce qui empêche la portance d'agir sur le rotor.

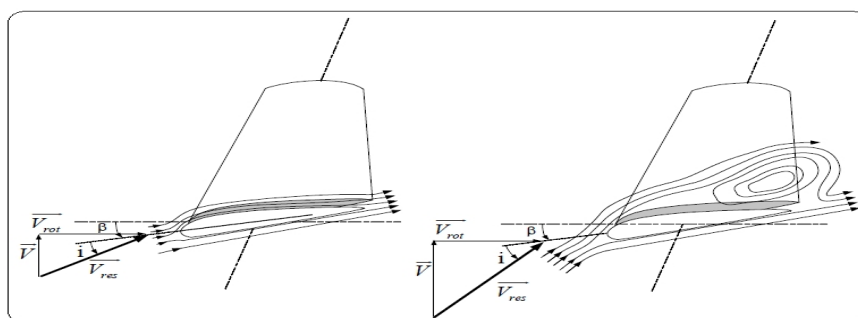


Figure I.13. Flux d'air sur un profil de pale " stall "

Ce système de régulation 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 le moins coûteux. 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.

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

Cette régulation consiste à conserver la force F_{ax} constante, donc une fréquence de rotation constante de l'hélice 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 un commande appelé « Pitch control » (Figure I.14). À la vitesse maximale du vent, les pales atteignent leurs positions extrêmes et se disposent « en drapeau », [11], [18].

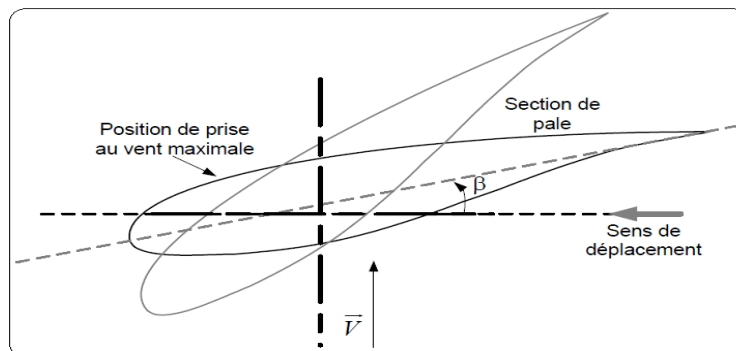


Figure I.14. Variation de l'angle de calage d'une pale.

Il existe divers types de systèmes de régulation de l'angle de calage. Elle peut être commandée soit par des masses en rotation utilisant la force centrifuge, soit par un système hydraulique ou des moteurs électriques qu'est utilisé uniquement pour les grandes éoliennes, [18], [22].

I.7. Conversion électromécanique

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes, celles à vitesse fixe et l'autre à vitesse variable. La partie suivante décrit ces deux technologies et les différentes structures à base GADA.

I.7.1. Éoliennes à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Dans ce cas, le générateur (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) est directement couplé au réseau sans convertisseurs, ce qui rend ce système simple et ayant un faible coût. La vitesse mécanique est imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles du générateur, (figure I.15).

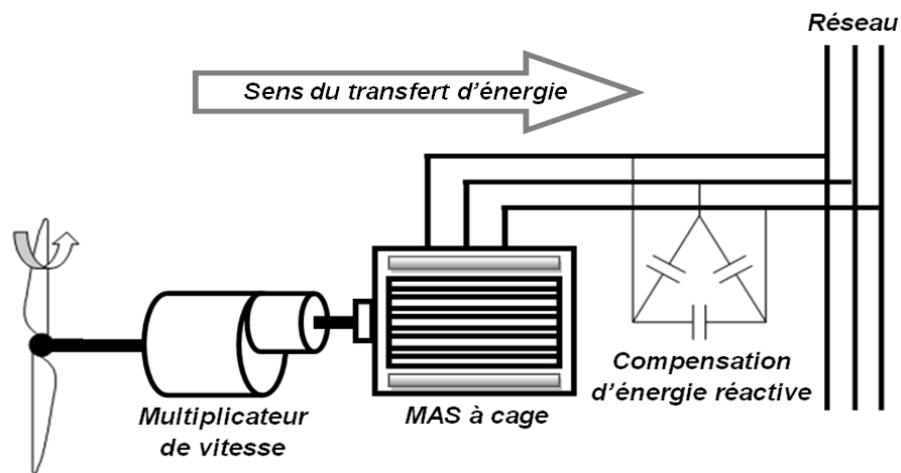


Figure I.15. Éoliennes à base d'une machine asynchrone directement connectée au réseau.

Le couple produit par la turbine tend à accélérer la vitesse du générateur qui fonctionne en hypersynchrone et fournit la puissance électrique au réseau, [22]. Malgré la simplicité de ce système il n'exploite pas la totalité de la puissance disponible pour les vitesses du vent élevées, [23].

I.7.2. Éoliennes à vitesse variable

I.7.2.1. Intérêt de la vitesse variable:

La figure (I.16), représente la caractéristique (la puissance éolienne-vitesse de rotation), [22] :

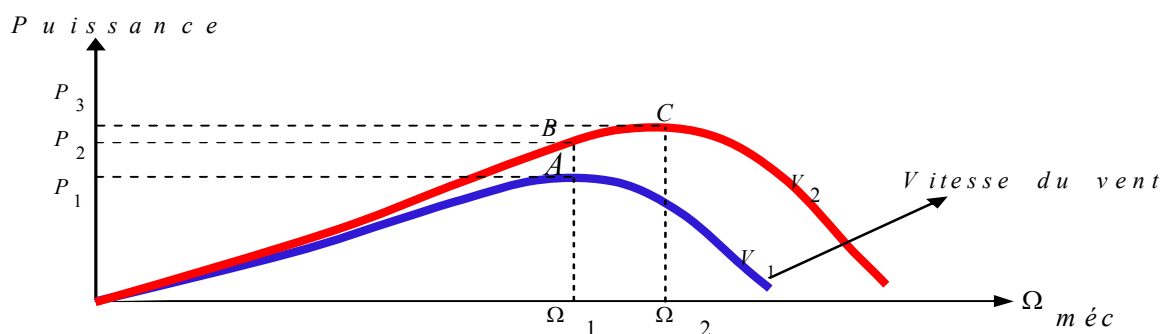


Figure I.16. Caractéristique de la puissance générée en fonction de la vitesse mécanique et du vent.

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 fixer la vitesse du générateur à une vitesse supérieure à 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 techniques d'extraction maximale de puissance seront détaillées dans le 2^{ème} chapitre, [22], [24], [25].

Les éoliennes à vitesse variable sont les plus utilisées, elles nécessitent une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge. Le générateur peut être synchrone ou asynchrone. Dans ce travail on s'intéresse par le type du générateur asynchrone à double alimentation GADA utilisé dans la turbine (Gamesa G52) installée en Adrar.

I.8. Structures utilisant la Machines Asynchrones à Double Alimentation (MADA)

Parmi les principales structures des éoliennes à vitesse variable utilisant le GADA sont :

I.8.1. Machine asynchrone à double alimentation à énergie rotorique dissipée

On trouve la structure utilisant le principe de dissipation d'énergie rotorique, figure (I.17). Le stator est connecté directement au réseau, mais le rotor est connecté à une charge résistive par l'intermédiaire d'un redresseur et un hacheur. Le contrôle de ce dernier permet de varier l'énergie dissipée par le bobinage rotorique et de fonctionner à vitesse variable, par conséquent, le glissement est modifié, [8], [26].

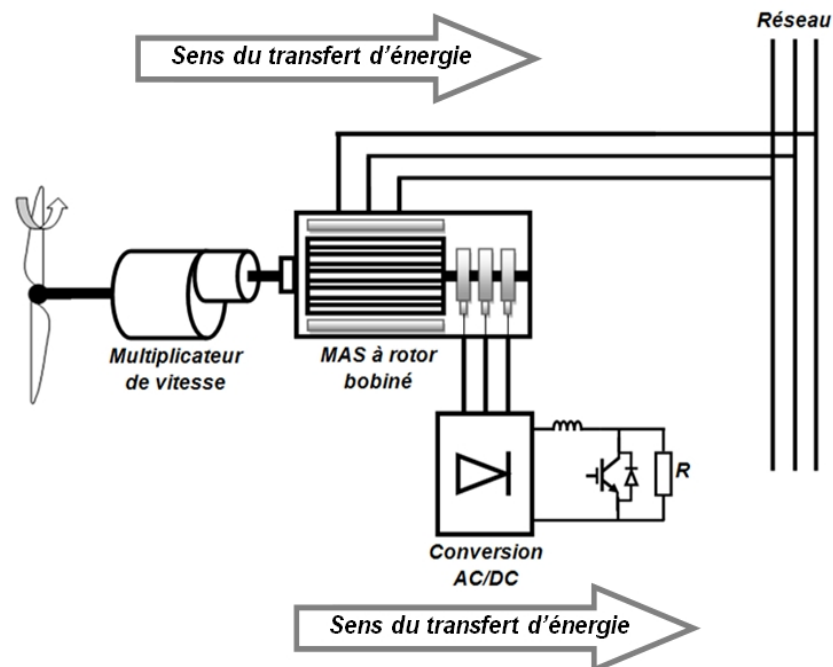


Figure I.17. Système éolien à base d'une MADA à dissipation d'énergie rotorique

Si le glissement devient important, la puissance extraite du rotor est élevée et entièrement dissipée dans la résistance R , ce qui nuit au rendement du système. De plus cela augmente la puissance transmise dans le convertisseur ainsi que la taille de la résistance.

I.8.2. Structure de Kramer

Dans le but d'augmenter le rendement de la structure précédente, on remplace le hacheur et la résistance par un onduleur qui va permettre d'exploiter et renvoyer l'énergie de glissement vers le réseau, (Figure I.18), [11], [27].

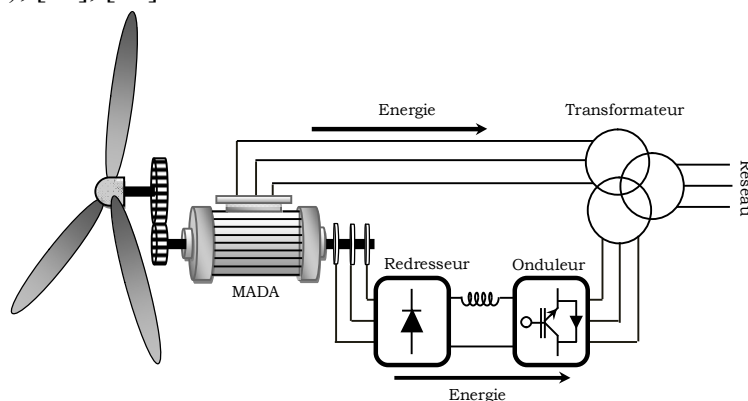


Figure I.18. Système éolien à base d'une MADA avec structure de Kramer

Un autre avantage de ce système est de réduire la taille de l'ensemble redresseur-onduleur par rapport à la puissance nominale de la machine. Mais à condition, le glissement est maintenu inférieur à 30%. Néanmoins, l'utilisation de thyristors pour l'onduleur nuit au facteur de puissance, de plus le redresseur est unidirectionnel, donc le système ne peut produire de l'énergie que pour des vitesses de rotation supérieures à la vitesse de synchronisme (hypersynchrone), [27].

I.8.3. MADA avec cycloconvertisseur

Afin d'autoriser un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau, l'association redresseur-onduleur peut être remplacée par un cycloconvertisseur (Figure I.19), [11].

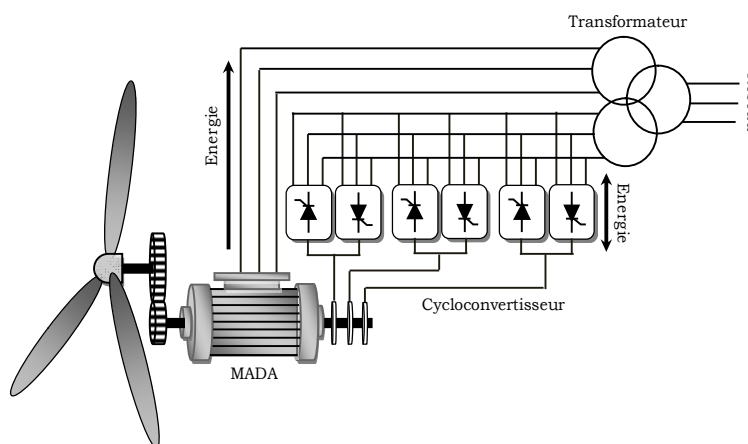


Figure I.19. Système éolien à base d'une MADA avec cycloconvertisseur.

La plage de variation de vitesse est doublée par rapport à la structure de Kramer, et le système peut fonctionner en mode hyposynchrone (glissement positif) ou hypersynchrone (glissement négatif) et donc la puissance est injectée de côté stator et de côté rotor (figure.I.21), [8].

Mais ce système génère des perturbations harmoniques importantes qui nuisent au facteur de puissance du dispositif. Les progrès de l'électronique de puissance ont conduit au remplacement du cycloconvertisseur par une structure à deux convertisseurs MLI à IGBT, [28].

I.8.4. Structure de Scherbius

Cette structure utilise deux ponts triphasés d’IGBT commandés par modulation de largeur d’impulsion (MLI), ce qui permet de limiter les perturbations en modifiant le spectre fréquentiel du signal (rejet des premiers harmoniques non nuls vers les fréquences élevées), (figure I.20), [29] :

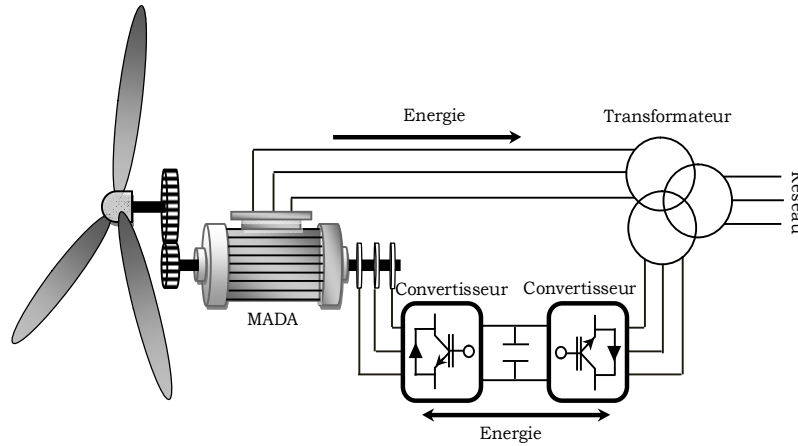


Figure I.20. Éoliennes à structure de Scherbius.

Ce système permet un contrôle du flux et de la vitesse de rotation. En plus, la puissance rotorique est bidirectionnelle, ce qui autorise les fonctionnements hyper et hypo synchrone (figure. I.21)

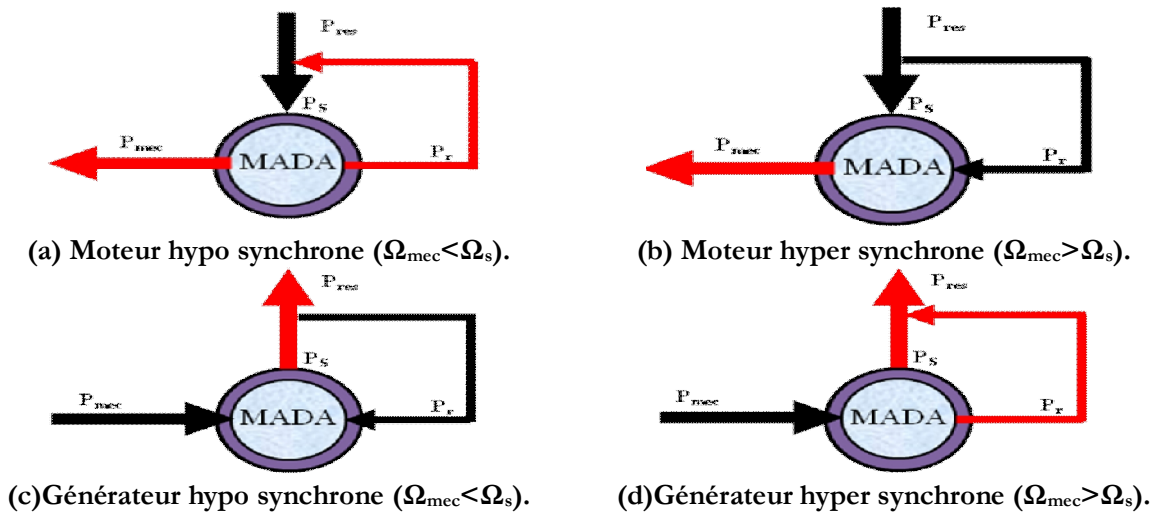


Figure I.21. Quatre modes de fonctionnement de la MADA.

Le contrôle du facteur de puissance ainsi que les puissances actives et réactives transitées au réseau sont possibles, [8], [11]. Cette dernière configuration qui sera utilisée dans notre travail.

I.9. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des généralités sur la production éolienne d’électricité en donnant quelques notions principales sur les technologies éoliennes concernant les différents types d’éoliennes utilisées, leurs principales différences et l’intérêt du système éolien à vitesse variable.

On a mis en relief les différentes structures du système éolien utilisant le GADA.

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

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. On s'intéresse essentiellement dans ce chapitre 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 les coefficients de puissance, du couple et la limite de BETZ. Différentes stratégies de commande sont décrites dans le but de contrôler la puissance aérodynamique de la turbine. Des modèles analytiques de la turbine éolienne sont traités et comparés en utilisant différentes méthodes de maximisation et limitation de puissance, [18].

II.2. Modèle du vent.

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 très importantes 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. 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 des mesures.

Nous avons proposé une modélisation de la vitesse du vent sous forme d'une fonction scalaire (équation(II.1)), d'une seule variable (le temps 't'), [24]. Dans un contexte de modélisation théorique, le profil du vent doit satisfaire deux critères [30]:

- ✓ 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...).

L'évolution de la vitesse du vent est une somme de plusieurs harmoniques [24], [26], [30], [31]:

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

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

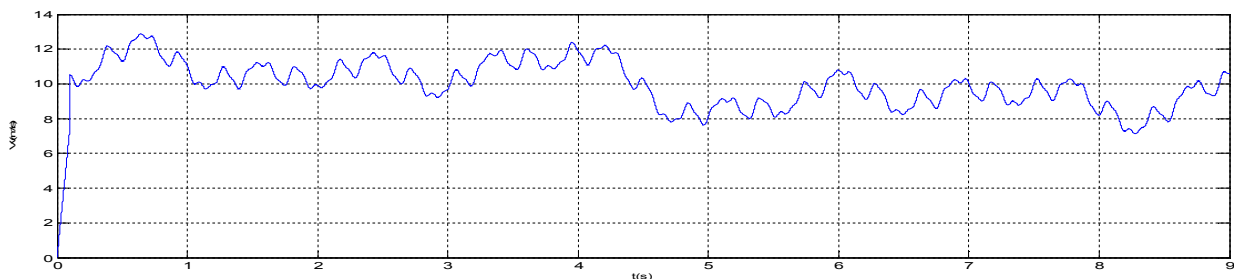


Figure II.1. Allure de la vitesse du vent.

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 [21].

II.3. Conversion de l'énergie éolienne

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

La turbine éolienne transforme une partie de l'énergie cinétique du vent 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 suite [32], [33]:

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

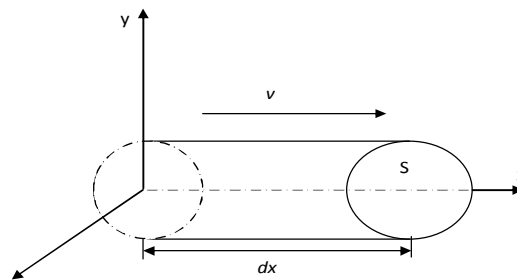


Figure II.2. Colonne d'air animée d'une vitesse v .

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 déduit l'expression de P_m :

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

E_c : énergie cinétique.

v : vitesse instantanée du vent en (m/s).

ρ : masse volumique de l'air en (kg/m^3), elle dépend des conditions climatiques.

La masse volumique peut être exprimée par, [34]:

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

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

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 [33]. 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 :

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

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant ce tube de la surface S des pales en une seconde est donnée par le produit de la densité d'air, la surface, et la vitesse moyenne:

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

La puissance réelle P_m extraite par le rotor des pales s'exprime par, [11]:

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

En remplaçant m par son expression on obtient:

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

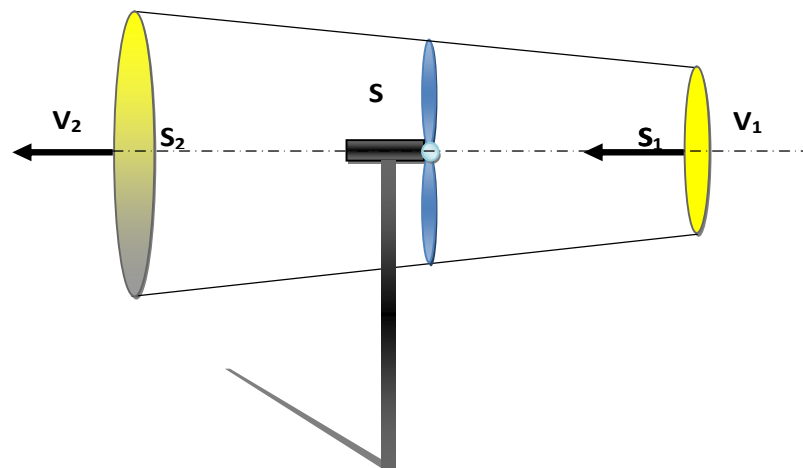


Figure II.3. Tube du courant autour d'une éolienne.

La puissance totale théoriquement P_{mt} disponible sur cette même surface S est extraite sans diminution de vitesse du vent soit à la vitesse V_1 , est donnée par [33]:

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

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est appelé coefficient de puissance C_p [21], [32]:

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

La caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus est simulée sur figure (II.4).

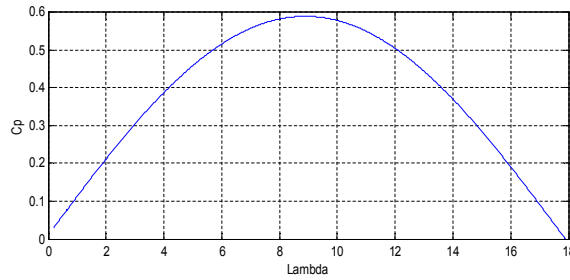


Figure II.4. Caractéristique du coefficient de puissance.

Le coefficient C_p est variable, il dépend à la vitesse du vent, à la vitesse de rotation de la turbine Ω_t , et les paramètres des pales de la turbine comme l'angle de calage. 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, [33]:

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_t}{V_1} \quad (\text{II.11})$$

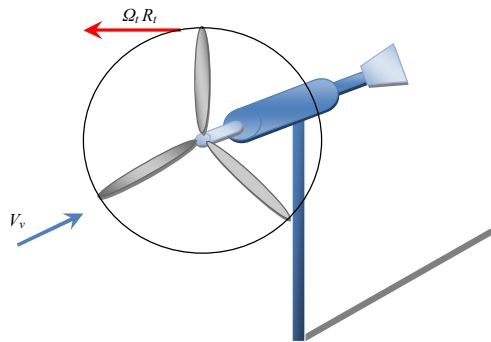


Figure II.5. Vitesse du vent (V_v) et vitesse tangentielle ($\Omega_t R_t$).

Où : R_t est le rayon de la surface balayée en [m].

V_v : Vitesse du vent en [m/s].

Ω_t : Vitesse de rotation des pales de la turbine en [rad/s].

Le coefficient de puissance présente un maxima de $16/27$ soit (0,593), figure (II.4). Cette limite théorique est appelée limite de **Betz** qui indique qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de (59%) de l'énergie cinétique du vent [32]. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ (spécifique), [21].

Pour calculer la puissance produite à la sortie du générateur on définit le coefficient d'efficacité de l'éolienne, [35] :

$$C_e = \eta_{mec} \eta_g C_p \quad (\text{II.12})$$

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

La valeur maximale C_{pmax} que peut prendre le coefficient de puissance C_p 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 $\Omega_{tur\ nom}$ [32].

II.3.3. Énergie mécanique transformée

En combinant les équations (II.3), (II.9) et (II.10), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} \cdot P_{mt} = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho S V_1^3 = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R_t^2 V_1^3 \quad (\text{II.13})$$

Avec:

$$S = \pi R_t^2 \quad (\text{II.14})$$

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} \quad (\text{II.15})$$

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

$$C_{aer} = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{R_t P_m}{\lambda V_1} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda} (\lambda) \rho \pi R_t^3 V_1^2 \quad (\text{II.16})$$

La valeur du coefficient du couple est déterminée par :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{C_{aer}}{\frac{1}{2} \rho S R_t V_1^2} \quad (\text{II.17})$$

II.3.4. Courbes caractéristiques des turbines éoliennes

Les courbes essentielles caractérisant les turbines éoliennes sont décrites par les coefficients de puissance C_p et du couple C_m en fonction de la vitesse spécifique λ .

En général, les turbines disposent d'un système d'orientation des pales à laide de l'angle de calage β destiné à limiter la vitesse de rotation. L'allure des coefficients C_p et C_m , change donc pour chaque angle de calage β , figure (II.6) et figure (II.7), [21], [18].

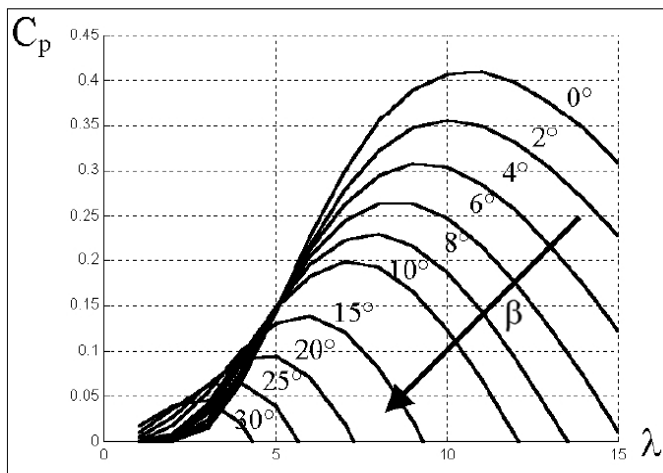


Figure II.6. Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance.

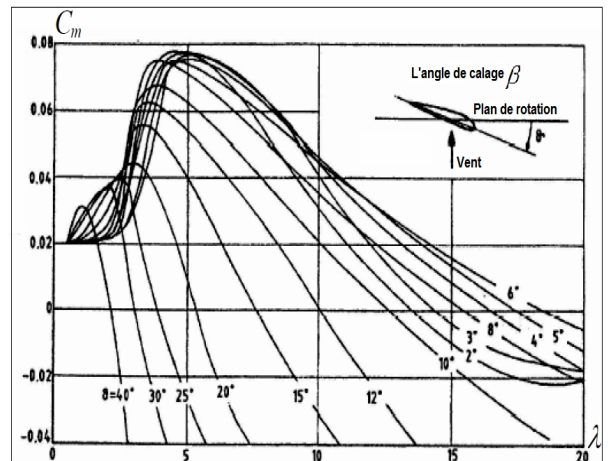


Figure II.7. Coefficients C_m en fonction de la vitesse spécifique λ et l'angle de calage.

La capture d'énergie aérodynamique de la turbine est représentée par le coefficient de puissance C_p . L'évolution de ce coefficient est une donnée spécifique. Dans notre cas l'évolution du coefficient de puissance est en fonction de λ et l'angle de calage β , il est donné par l'approximation polynomiale suivante, [30], [22], [36], [37]:

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

La simulation de l'expression (II. 18), nous donne les allures représentées par la figure (II.8).

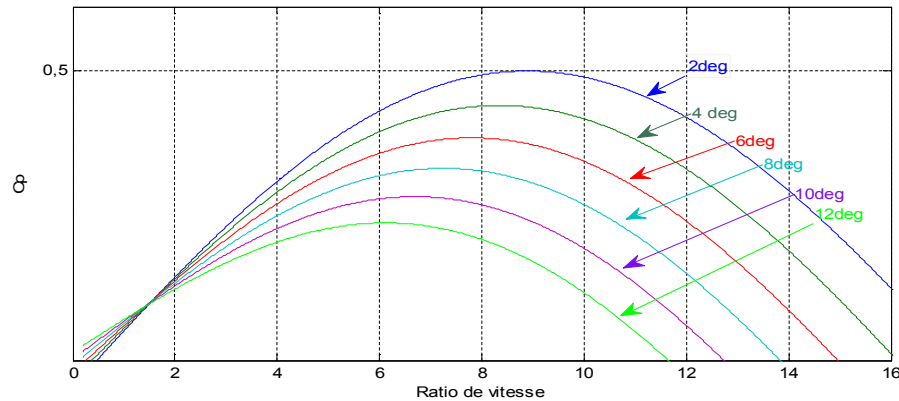


Figure II.8. Coefficient de puissance en fonction de λ et β .

Cette caractéristique permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale. Nous avons alors fixé la valeur de β pour obtenir la valeur maximale de C_p égale à (0,5) ce qui correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique $\lambda_{opt} = 8,8$, [38].

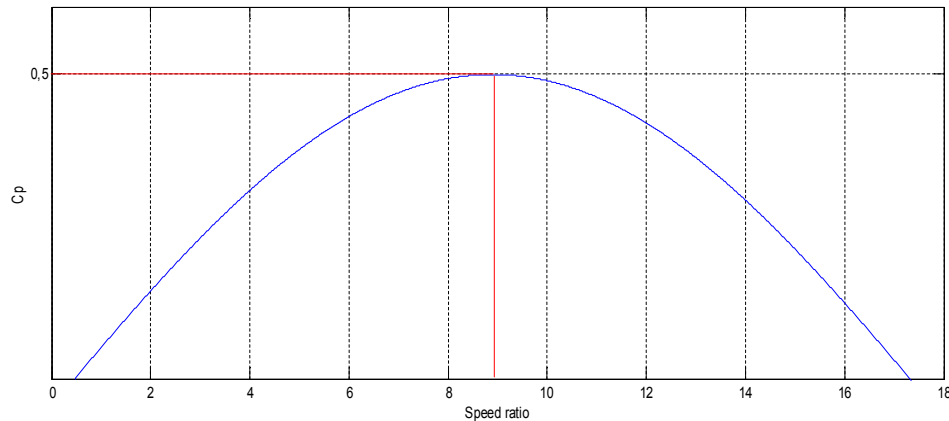


Figure II.9. Valeurs optimales du coefficient de puissance

Si en tenant compte le rapport du multiplicateur G , et à partir de l'équation (II.13), l'expression de la puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_t R_t}{G V_1} \right) \rho \pi R_t^2 V_1^3 \quad (\text{II.19})$$

Cette expression permet d'établir un réseau de courbes donnant cette puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent, figure (II.10) [21] :

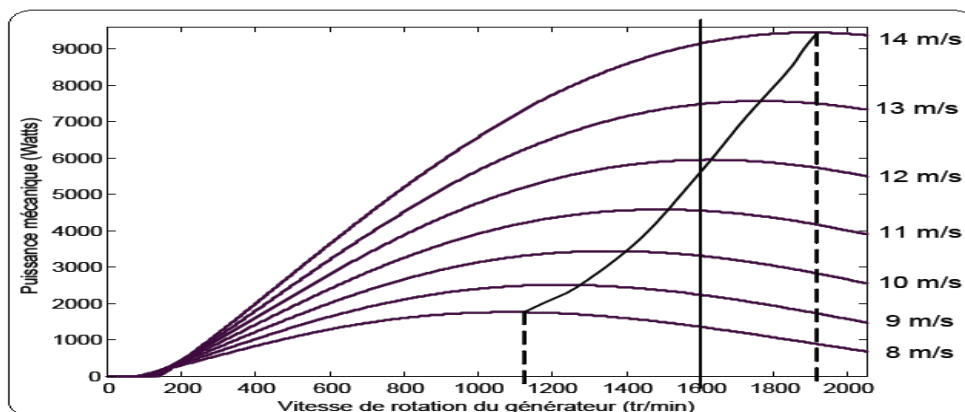


Figure II.10. Puissance disponible pour un type d'éolienne donné.

De ces caractéristiques, il apparaît clairement que si l'éolienne et par conséquent le générateur fonctionne à vitesse fixe (par exemple 1600 tr/min sur la figure (II. 10)), les maxima théoriques des courbes de puissance ne sont pas exploités. Pour pouvoir optimiser le transfert de puissance et ainsi obtenir le maximum théorique pour chaque vitesse du vent, la machine devra pouvoir fonctionner à vitesse variable, entre 1100 et 1900 tr/min, [21].

II.4. Modélisation de la turbine

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

Les modèles les plus fréquemment rencontrés dans le cadre d'étude électromécanique sont relativement simples et obéissent aux hypothèses simplificatrices suivantes, [22]:

- 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 à travers un multiplicateur de vitesse de gain G .

On peut ainsi aboutir à un modèle mécanique plus simple, figure (II.11), [22].

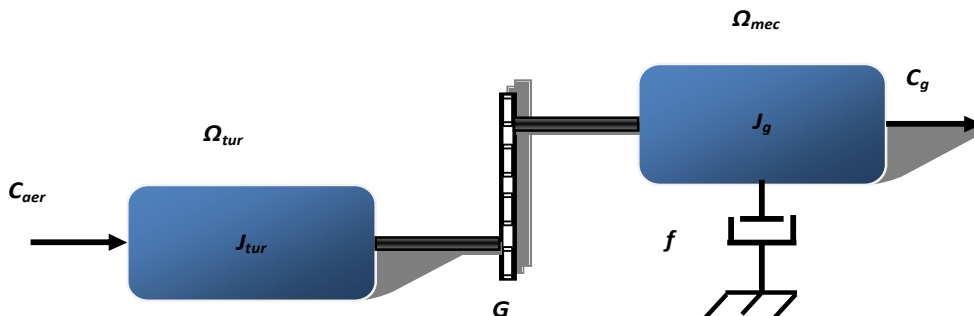


Figure II.11. Modèle simplifié de la turbine éolienne.

Où :

C_{aer} : Couple de l'aérogénérateur.

Ω_{tur} : Vitesse de la turbine.

J_{tur} : Moment d'inertie de la turbine.

C_g : Couple de l'aérogénérateur appliqué sur le générateur.

Ω_g : Vitesse appliquée sur le générateur.

J_g : moment d'inertie du générateur.

f : Coefficient de frottement visqueux.

II.4.2. Modèle de la turbine

Les variables d'entrée et de sortie de la turbine éolienne peuvent se résumer comme suit :

- 1- La vitesse du vent.
- 2- La vitesse de la turbine, l'angle de calage.

Les quantités de sortie de la turbine sont la puissance ou le couple qui peuvent être contrôlés en variant les grandeurs d'entrée précédentes.

II.4.3. Modèle du multiplicateur

Le rôle du multiplicateur 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:

$$G = \frac{C_{aer}}{C_g} \quad (II.20)$$

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{tur}} \quad (II.21)$$

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, [22] :

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

Avec :

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

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

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 :

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

f : Le coefficient de frottement total du couplage mécanique.

C_{em} : Le couple électromagnétique développé par le générateur.

C_g : Le couple issu du multiplicateur.

C_f : Le couple résistant dû aux frottements.

II.5. Zones de fonctionnement de l'éolienne

Selon la vitesse du vent, on distingue quatre zones de fonctionnement d'une éolienne, figure (II.12), [21]:

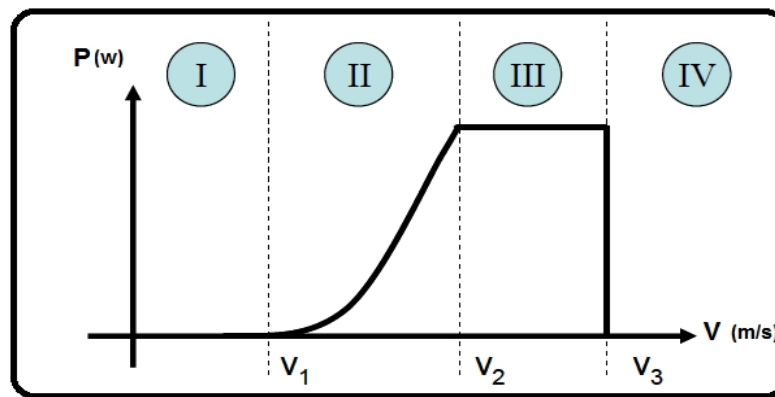


Figure II.12. Zones de fonctionnement d'une éolienne.

V_1 : Vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine.

V_2 : Vitesse du vent nominale (pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale du générateur).

V_3 : Vitesse du vent au-delà de laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales.

Les quatre zones de fonctionnement de la turbine distinguées sont, figure (II-12):

Zone I : $V < V_1$:

La vitesse du vent est trop faible, la turbine ne fonctionne pas, par conséquent la puissance extraite est nulle.

Zone II : $V_1 < V < V_2$:

Dans cette zone un algorithme de commande est appliqué pour extraire la puissance maximale pour chaque vitesse du vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite dites MPPT. Le coefficient de puissance maximum correspond dans ce cas à l'angle de calage minimal et constant. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle.

Zone III : $V_2 < V < V_3$:

La vitesse de rotation nominale est atteinte, tandis que la puissance disponible arrive à des valeurs trop importantes, la puissance extraite est donc limitée à l'aide du système d'orientation des pales « pitch control », tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine. Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge.

Zone IV : $V > V_3$:

La vitesse du vent devient trop forte. Un dispositif de protection est actionné pour éviter des ruptures mécaniques, la turbine est arrêtée et la puissance extraite est nulle.

II.6. Stratégies de commande de la turbine éolienne

On distingue deux stratégies de commande de la turbine à vitesses variables, [18]:

1. Stratégie d'optimisation de puissance : Dans cette stratégie, l'énergie capturée est optimisée au dessous de la vitesse nominale du vent, représentée sur la figure (II.13) par les séquences « A-B, B-C, C-D ».

2. Stratégie de limitation de puissance : Le but de cette stratégie est de limiter la puissance de la turbine à celle nominale lorsque la vitesse du vent dépasse sa vitesse nominale « D-E ».

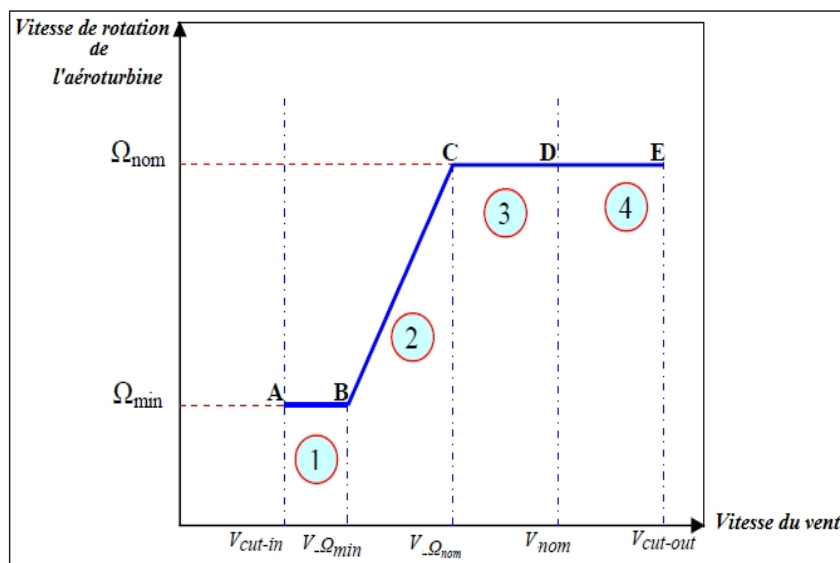


Figure II.13. Caractéristiques vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse du vent.

II.6.1. Techniques d'extraction du maximum de la puissance (MPPT)

Dans cette partie, nous présentons différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. 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, figure (II.13).

La puissance capturée par la turbine éolienne peut être essentiellement maximisée lors l'utilisation d'une éolienne à vitesse variable, en ajustant le coefficient C_p qui dépend de la vitesse

de rotation du générateur (ou encore du ratio de vitesse λ). Il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée en ajustant la vitesse de rotation de la turbine (donc le couple) à sa valeur de référence quelle que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice. 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:

$$P_{elec} = P_{aer} - Pertes \quad (II.26)$$

Pour chaque vitesse du vent, le système doit trouver la puissance maximale ce qui équivaut à la recherche de 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 :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_{pMax} (\lambda_{opt}, \beta_{min}) \rho \pi R_t^2 V_1^3 \quad (II.27)$$

La figure (II.14) illustre les courbes caractéristiques de la puissance optimale.

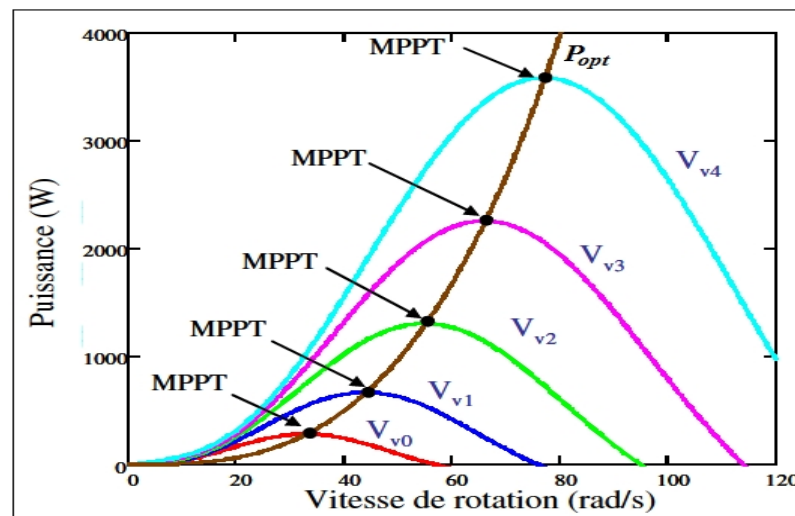


Figure II.14. Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance-vitesse de rotation.

Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de la courbe de P_{opt} .

On distingue deux familles de structures de commande MPPT, [22]:

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

II.6.1.1. Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

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, [9], [22], [39].

Ceci, nous 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

$$C_{mec} = J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = 0 \quad (II.28)$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique C_{mec} développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple résistant dû aux frottements visqueux, on obtient :

$$C_f \approx 0 \quad (II.29)$$

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

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f = 0 \quad (II.30)$$

Le couple résistant dû aux frottements et le couple mécanique sont nuls, l'équation (II.30) devient :

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

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

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aér-est}}{G} \quad (II.32)$$

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.16), le couple aérodynamique estimé est déterminé par l'expression :

$$C_{aér-est} = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot S \frac{1}{\Omega_{tur-est}} V_{est}^3 \quad (II.33)$$

$\Omega_{tur-est}$: Vitesse estimée de la turbine.

V_{est} : 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:

$$\Omega_{tur-est} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (II.34)$$

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

$$V_{est} = \frac{\Omega_{tur-est} \cdot R_t}{\lambda} \quad (II.35)$$

En utilisant les expressions du (II.31) au (II.35), on obtient:

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

Pour que la puissance extraite soit maximale, on associe à la grandeur λ sa valeur optimale λ_{opt}

correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} . La valeur du couple électromagnétique de référence doit alors être réglée à la valeur maximale suivante :

$$C_{em-ref} = \frac{1}{2} \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \tag{II.37}$$

En posant :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \frac{1}{G^3} \tag{II.38}$$

L'expression (II-37) peut s'écrire sous la forme :

$$C_{em-ref} = K_{opt} \cdot \Omega_{mec}^2 \tag{II.39}$$

L'expression du couple de référence devient alors proportionnelle au carré de la vitesse du générateur. Dans cette stratégie, l'algorithme **MPPT** est contrôlé par 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.15), après quelques itérations, le point optimum de fonctionnement (Ω_{opt}, C_{opt}) est atteint et qui correspond à la puissance maximale $P_{opt}(\lambda_{opt}, C_{popt})$, figure (II.15), [39].

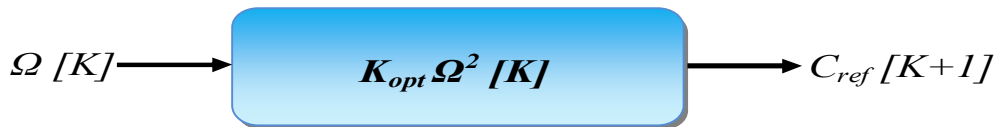


Figure II.15. Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.

Le schéma de ce mode de contrôle est illustré sur la figure (II-16).

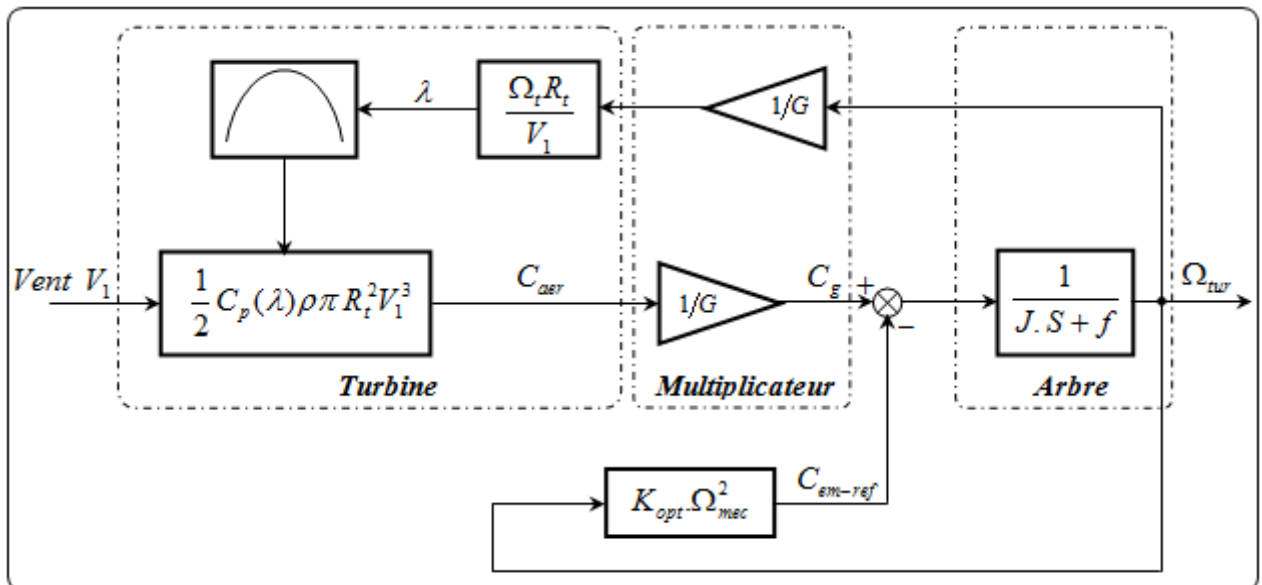


Figure II.16. Schéma de MPPT sans asservissement de vitesse.

Cette techniques est une commande en boucle ouverte, afin d'améliorer la dynamique de la réponse, on fait recours à la commande MPPT avec asservissement de vitesse (en boucle fermée).

II.6.1.2. Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien, et crée des variations continues de puissance. Pour cette étude, on suppose que la machine électrique et son variateur sont 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, [22] :

$$C_{em} = C_{em-ref} \quad (II.40)$$

La vitesse est influencée par l'application de trois couples : le couple éolien C_g , le couple électromagnétique C_{em} , et résistant de frottement (supposé nul); à partir l'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer l'évolution de la vitesse :

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \frac{1}{J} \cdot (C_g - C_{em}) \quad (II.41)$$

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 par la relation, [40]:

$$C_{em-ref} = C_{ass} (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (II.42)$$

C_{ass} : régulateur de vitesse.

Ω_{ref} : vitesse de référence.

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

$$\Omega_{ref} = G \cdot \Omega_{tur-ref} \quad (II.43)$$

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

$$\Omega_{tur} = \frac{\lambda V_1}{R_t} \quad (II.44)$$

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

$$\Omega_{tur-ref} = \frac{\lambda_{opt} V_1}{R_t} \quad (II.45)$$

La figure (II.17) présente le schéma de la commande MPPT avec asservissement de vitesse, [22] :

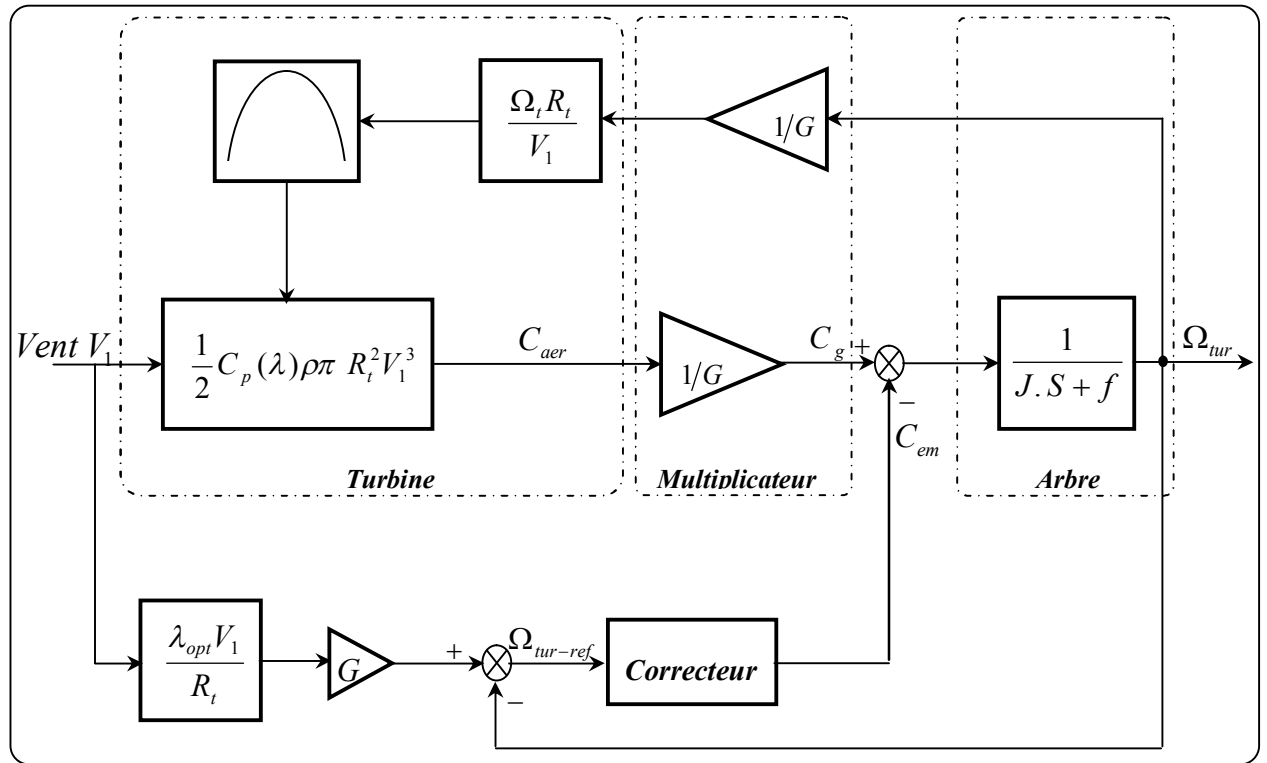


Figure II.17. Schéma de MPPT avec asservissement de vitesse.

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l’asservissement de la vitesse. On a utilisé le correcteur Proportionnel Intégral (PI) car il est simple et possède des bonnes caractéristique en régime permanent.

Dans la partie suivante on fait la simulation de ses stratégies dans le but de choisir la meilleure.

II.6.1.3. Résultats de simulation des commandes MPPT

La figure (II.18) montre le profil du vent considéré pour la simulation des différentes stratégies de la commande MPPT utilisées.

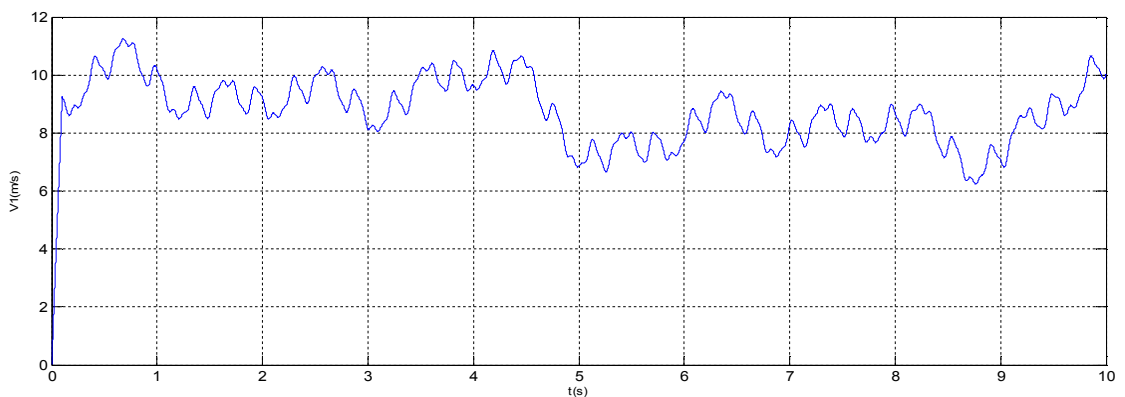
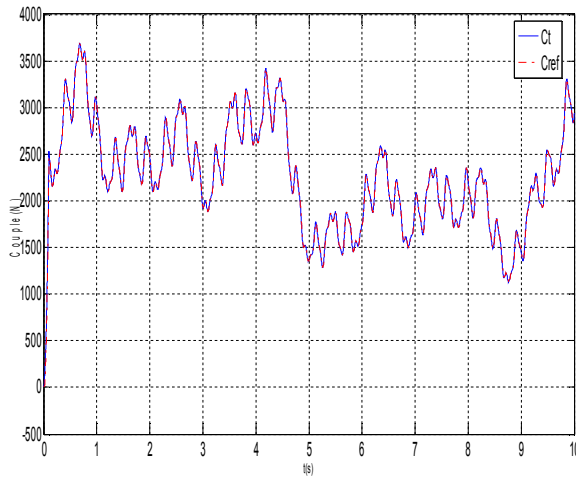


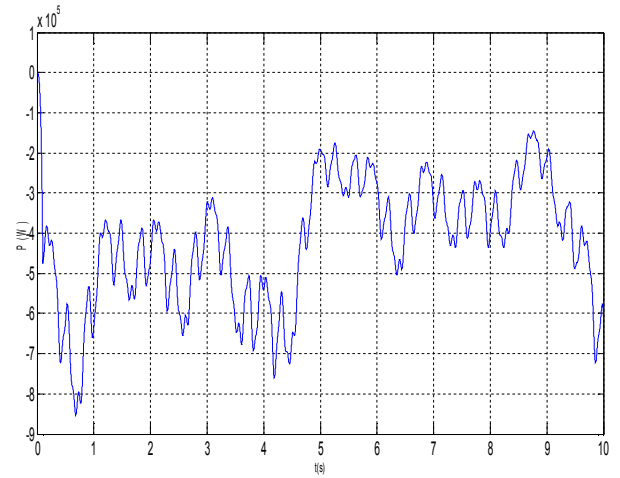
Figure II.18. Profil du vent.

A. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse

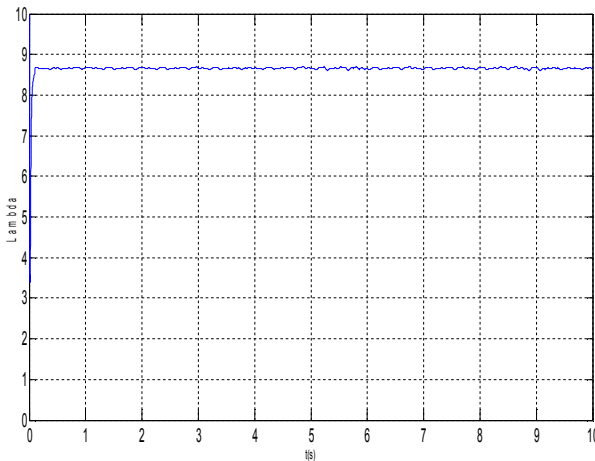
Les figures suivantes représentent les résultats de simulation correspondant à la commande MPPT sans asservissement de vitesse.



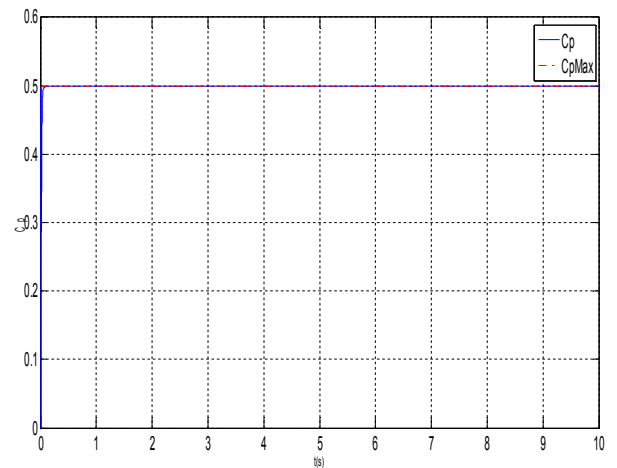
(a): Couple de référence et de la turbine.



(b): Puissance électrique.



(c): Vitesse spécifique.



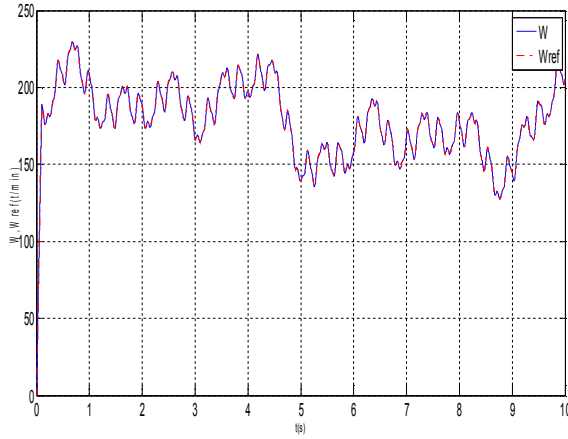
(d): Coefficient de puissance.

Figure II.19. Résultats de simulation de MPPT sans asservissement de vitesse

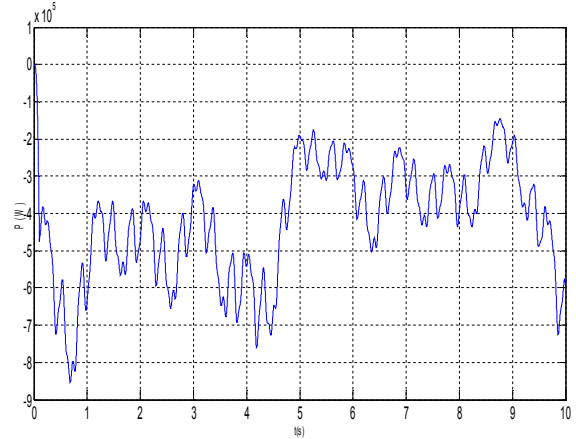
Les résultats de simulation correspondant à cet algorithme de commande (en boucle ouverte) montrent bien l'adaptation du couple de à sa référence et la puissance électrique produite avec les variations de la vitesse du vent. La puissance électrique produite est négative, puisque le GADA fonctionne en mode générateur. Le coefficient de puissance et la vitesse spécifique sont ajustés à leurs valeurs de référence après une petite dynamique.

B. Résultats de simulation de MPPT avec asservissement de vitesse

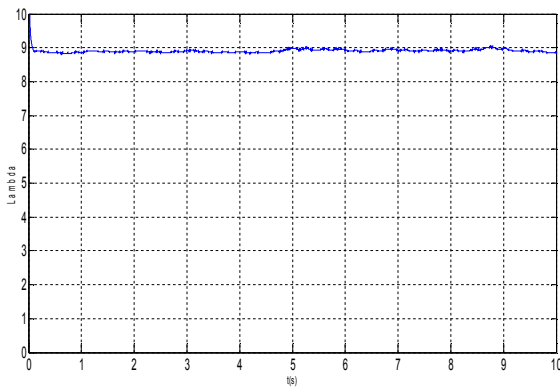
En utilisant le même profil du vent, on fait la simulation de la commande MPPT avec asservissement de vitesse.



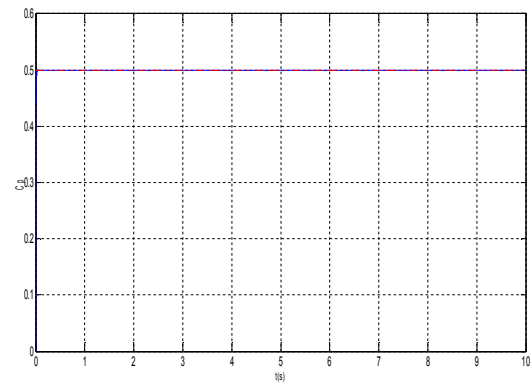
(a) Vitesse de rotation et sa référence.



(b) Puissance électrique.



(c) Vitesse spécifique.

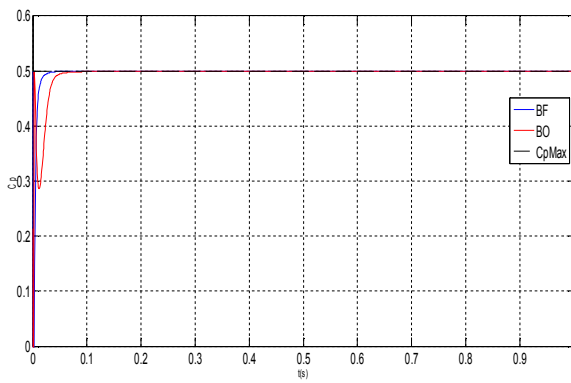


(d) Coefficient de puissance.

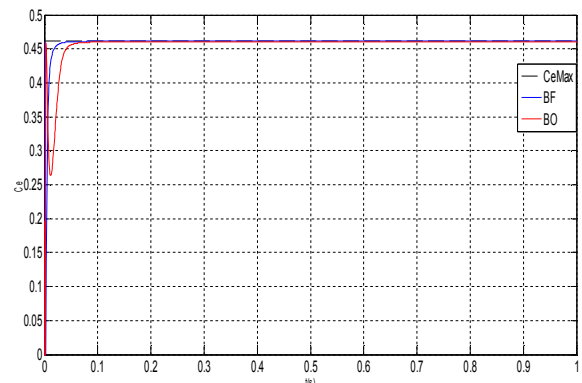
Figure II.20. Résultats de MPPT avec asservissement de vitesse par régulateur PI.

Les résultats de simulation obtenus par cet algorithme sont très satisfaisants à cause de bon asservissement de la vitesse mesurée à celle de référence, le coefficient de puissance et sa valeur maximale sont confondus, donc une transmission de puissance optimale vers le générateur. En plus la dynamique de cette commande est mieux que la précédente.

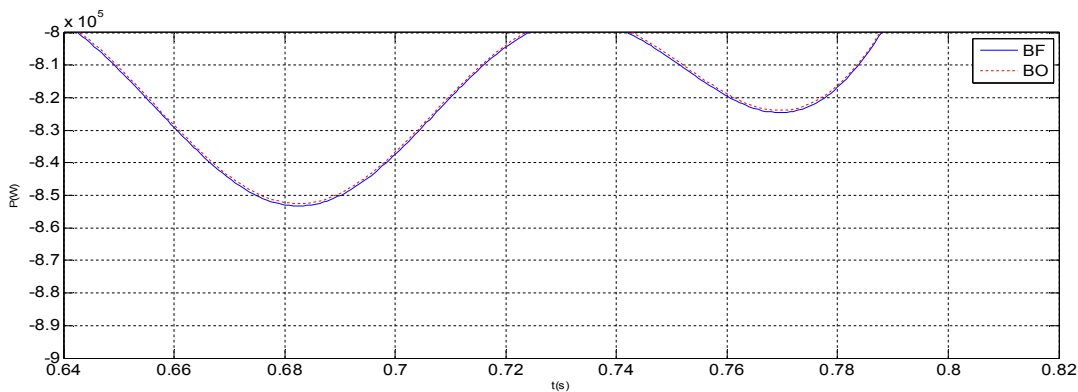
Afin de résumer ces résultats obtenus des commandes MPPT, la figure (II.21-a-) montre le coefficient de puissance obtenue de chaque stratégie de commande ainsi que sa référence pour même profil du vent. Celle de (II.21-c-) présente la puissance électrique.



(a) Coefficient de puissance.



(b) Coefficient d'efficacité.



(c) Zoom de la puissance électrique produite.

Figure II.21. Comparaison des commandes MPPT.

Les figures (II.21.a) et (II.21.b) montrent qu'un meilleur dynamique en boucle fermée de coefficient de puissance et le coefficient d'efficacité grâce au correcteur 'PI', ce qui augmente la puissance en régime transitoire par rapport à la commande MPPT sans asservissement de vitesse. La figure (II.21.c) montre bien que la puissance électrique obtenue par commande MPPT sans asservissement de vitesse (BO) est légèrement inférieure à celle obtenue par la commande MPPT avec asservissement de vitesse (BF). Cette dernière qui sera utilisée dans la suite du travail.

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

II.6.2. Technique de limitation de la puissance

Le contrôle de la turbine est assuré par deux boucles de régulation, fortement liées, [18], [22]:

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

La première boucle est la boucle principale dans la stratégie d'optimisation de la puissance où la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique. Dans la stratégie de limitation de puissance, les deux boucles de régulation interviennent, figure (II.22).

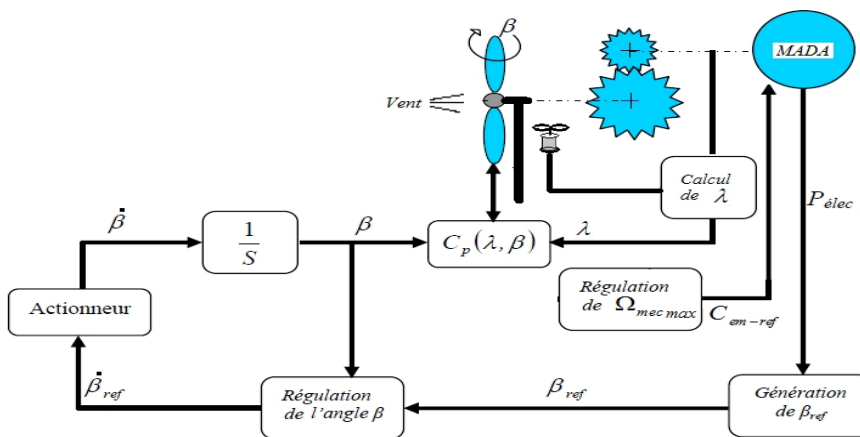


Figure II.22. Schéma des commandes de limitation de puissance

- Quand la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale, 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.23), zone '2'). Mais, lors d'une rafale du vent (entre la zone '2' et zone '4'), la vitesse de rotation va augmenter et peut dépasser la vitesse de rotation limite à cause de la lenteur du système d'orientation des pales qui a une dynamique plus lente que celle de la machine. Dans ce cas, la boucle de vitesse réagit en réglant le couple électromagnétique de manière à limiter la vitesse de rotation à celle maximale.
- Dans le cas où la vitesse du vent devient importante et donne une puissance supérieure à celle nominale du générateur, un système d'orientation des pales appelé "pitch control" fonctionne pour ajuster la portance des pales à la vitesse du vent afin de limiter et maintenir la puissance générée à la puissance nominale (zone '4').
- Si la vitesse du vent devient très forte, le système de commande force la turbine à l'état d'arrêt (freinage) pour des raisons de sécurité et protection des équipements, [22].

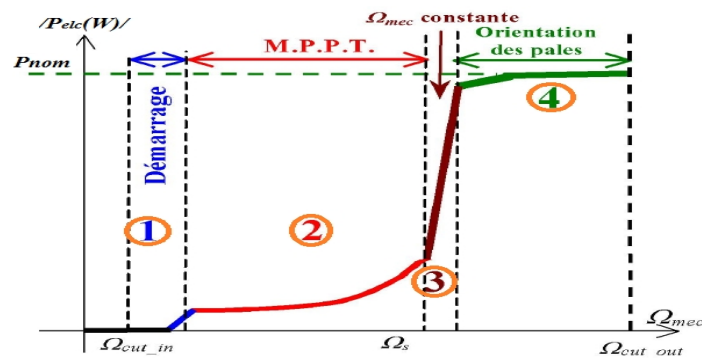


Figure II.23. Schéma des zones de fonctionnement d'éolienne.

A. Résultats de simulation des commandes de limitation de la 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.24).

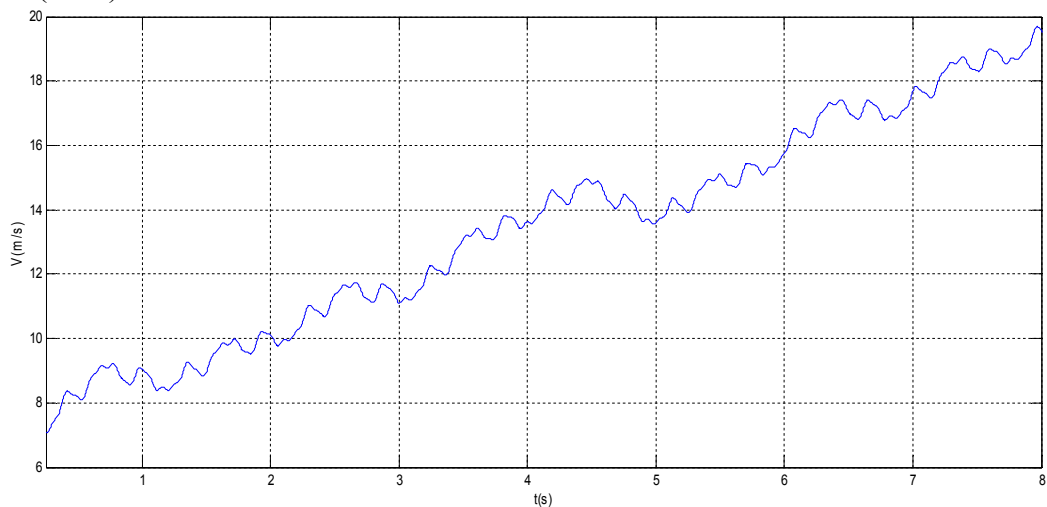
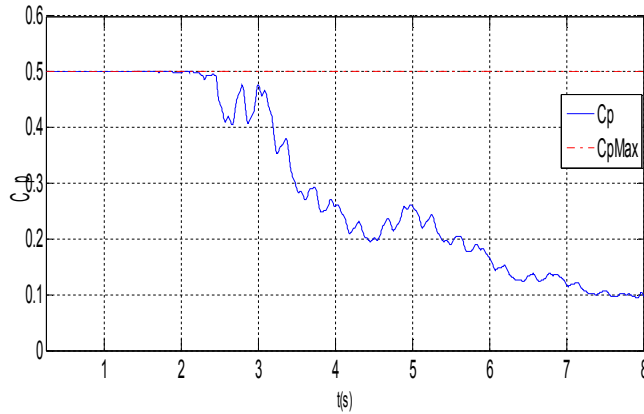
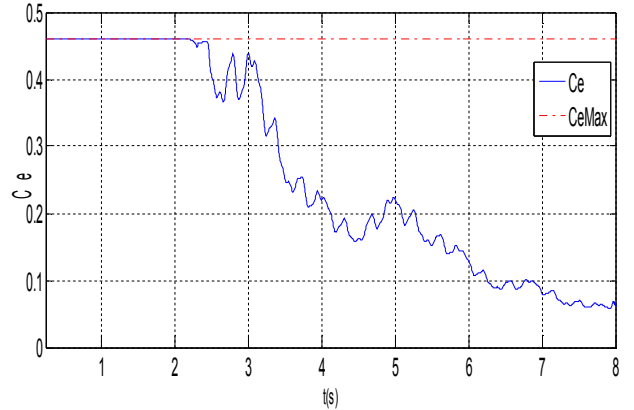


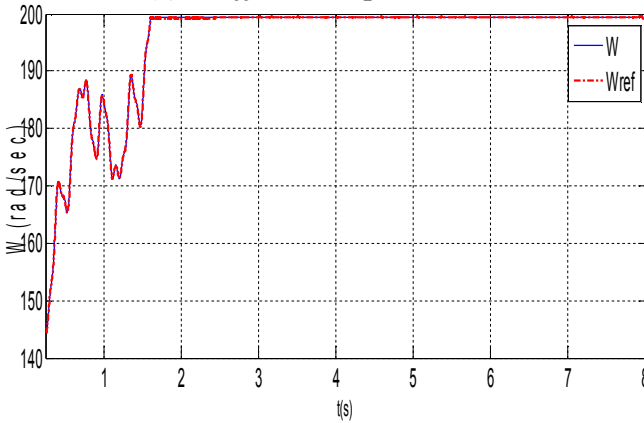
Figure II.24. Profil du vent pour illustrer les trois zones de fonctionnement.



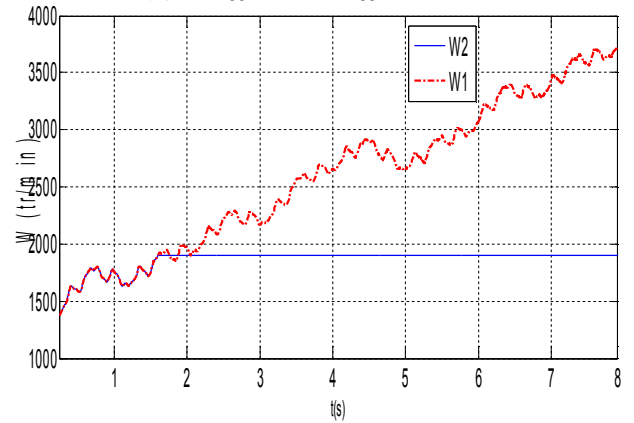
(a) Coefficient de puissance.



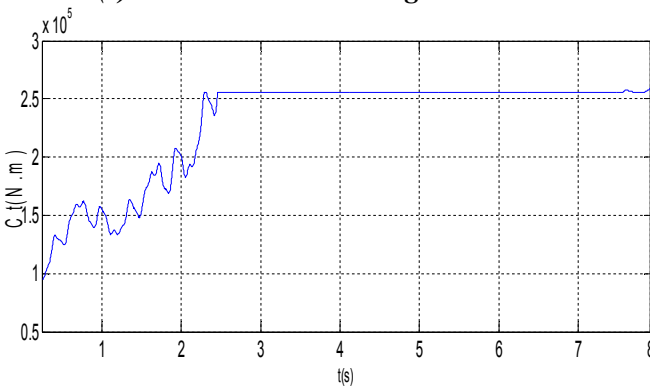
(b) Coefficient d'efficacité.



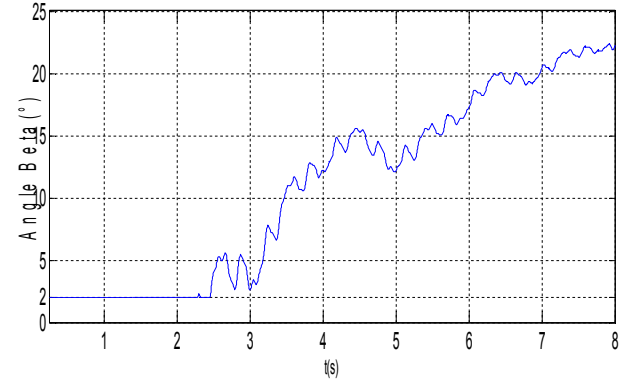
(c) Vitesse de rotation du générateur.



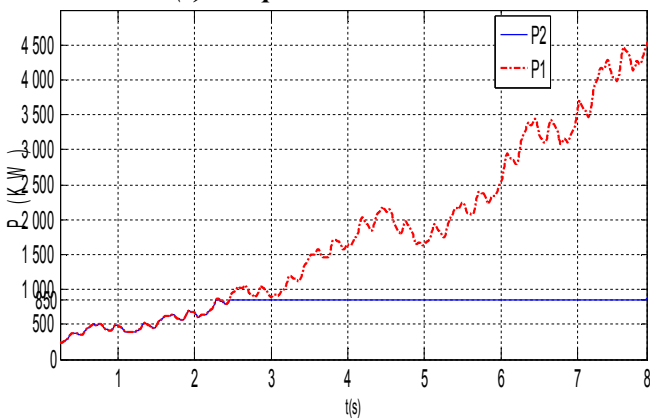
(d) Vitesse de rotation sans et avec limitation.



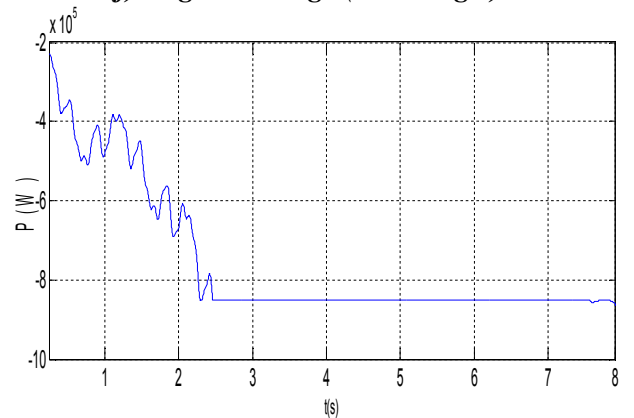
(e) Couple de la turbine.



(f) Angle de calage (Pitch angle).



(g) Puissance sans et avec limitation.



(h) Puissance électrique produite.

Figure II.25. Résultats des trois zones de fonctionnement.

La figure (II.25) 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 la commande MPPT fonctionne afin de maximiser l'énergie extraite du vent, ce qu'est traduit par les valeurs maximales de coefficient de puissance et le coefficient d'efficacité, (Figures (a) et (b)), et dans ce cas, l'angle d'orientation des pales est maintenu constante à sa valeur minimale ($\beta_{min}=2$, zone '2', figures (f)).

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 (c) et (d)), dans notre cas, la vitesse de rotation maximale du générateur est la même de la turbine Gamesa G52-850KW (1902tr/min) ou la vitesse de rotation de la turbine varie entre 14.6 tr/min et 30.8 tr/min, (voir l'annexe).

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 l'angle d'orientation des pales augmente 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 (e), (f), (g) et (h)), ce qui modifie les performances de la turbine, et plus précisément le coefficient de puissance et le coefficient d'efficacité, et en même temps la commande de limitation de vitesse reste en fonctionnement, (zone '4'), (Figures (a) et (b), (c)).

II.7. 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. Deux stratégies de commande ont été développées et comparées afin d'extraire le maximum de la puissance du vent. La première est basée sur l'estimation de la vitesse du vent, 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). 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. Cette commande en BF qui sera utilisée dans la suite du mémoire. Puis, les commandes à vitesse fixe et de l'angle de calage sont étudiées. En fin, on a élaboré un modèle pour la turbine éolienne installée en Adrar (Gamesa G52). Les résultats des simulations obtenus ont été commentés et sont satisfaisants en les comparants à celles trouvés dans la littérature [9] [18], [22], [30], [39].

Cette turbine sera couplée avec générateur asynchrone à double alimentation.

Le chapitre suivant est consacré à la modélisation de (MADA) la machine asynchrone à double alimentation et les convertisseurs utilisés.

CHAPITRE.III

MODELISATION DES MACHINES ASYNCHRONES A DOUBLE ALIMENTATION

III.1. Introduction

Les machines asynchrones à double alimentation sont des machines à courant alternatif. Elles sont utilisées dans les plusieurs projets de centrale éolienne, car elles offrent des grands avantages de fonctionnement et permettent de fonctionner sur une large plage de vitesses de vent. La modélisation de ces machines est très nécessaire pour pouvoir les commander. Le modèle mathématique regroupe tous les paramètres (résistance, inductance,...) et permet ainsi de mettre en évidence certains phénomènes apparaissant lors de son fonctionnement en régime permanent et en régime transitoire. Ce modèle présente un bon compromis entre la simplicité et les résultats proches au réel. En outre, ce modèle nous apporte une aide appréciable dans la résolution des problèmes techniques qui interviennent au cours des applications.

III.2. Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation

III.2.1. Hypothèses simplificatrices

Le modèle mathématique de la MADA obéit aux hypothèses simplificatrices essentielles, [41]:

- Absence de saturation dans le circuit magnétique.
- Distribution sinusoïdale de le FMM créée par les enroulements du stator.
- Hystérésis, courants de Foucault et l'effet de peau négligés.
- Effet d'encoche négligeable, Entrefer constant.
- L'influence de l'échauffement sur les caractéristiques n'est pas prise en compte.

III.2.2. Description

La machine asynchrone à double alimentation avec rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants, (figure III.1).

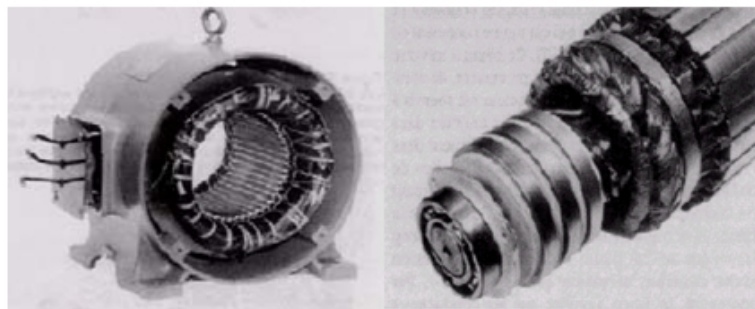


Figure III.1 Stator et Rotor de la MADA.

La structure de la machine asynchrone à double alimentation comporte trois enroulements statoriques triphasés (L_a, L_b, L_c) décalés entre eux par un angle de $(2\pi/3)$; et trois enroulements rotoriques identiques (L_a, L_b, L_c) de répartition similaire à ceux du stator, (figure III.2).

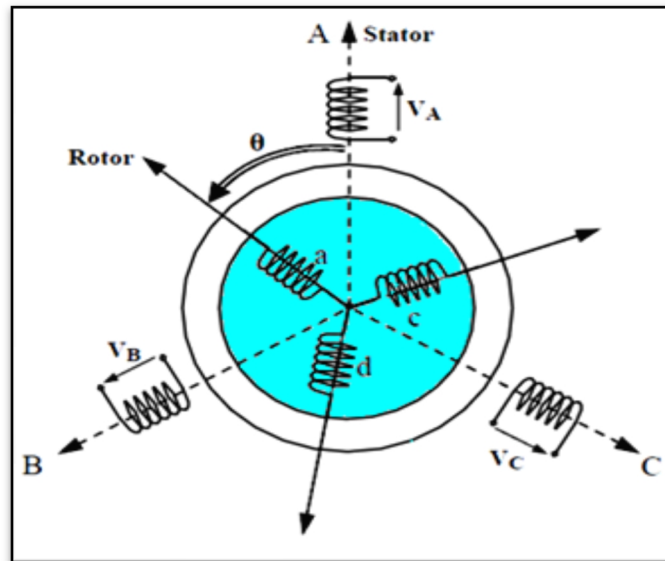


Figure III.2. Représentation de la machine asynchrone à double alimentation.

Le principe de fonctionnement naturel de la machine asynchrone à double alimentation (MADA) est donné par la contribution des deux armatures statorique et rotorique alimentées par deux sources de courants alternatifs. Ces dernières fournissent à la fois l'excitation pour la magnétisation de la machine en termes d'énergie réactive et la puissance active.

III.2.3. Equations électriques

Les équations électriques du stator d'une MADA sont décrites par:

$$[V_s] = [R_s] \cdot [i_s] + \frac{d}{dt} [\varphi_s] \quad (\text{III.1})$$

- $[V_s] = [V_{sa} \quad V_{sb} \quad V_{sc}]^T$: Vecteur tension statoriques;
- $[i_s] = [i_{sa} \quad i_{sb} \quad i_{sc}]^T$: Vecteur courant statoriques;
- $[\varphi_s] = [\varphi_{sa} \quad \varphi_{sb} \quad \varphi_{sc}]^T$: Vecteur flux total statoriques;
- $[R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}$: Matrice résistances du stator.

$[V_a \quad V_b \quad V_c]^T$ Vecteur tension de phases statoriques.

$[i_a \quad i_b \quad i_c]^T$ Vecteur courant de phases statoriques.

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

Les enroulements statoriques de la MADA considérée sont connectés en étoile à neutre isolé, d'où la somme instantanée des courants statoriques est nulle.

Les équations électriques du rotor d'une MADA sont décrites par:

$$[V_r] = [R_r] \cdot [i_r] + \frac{d}{dt} [\varphi_r] \quad (\text{III.2})$$

- $[V_r] = [V_{ra} \ V_{rb} \ V_{rc}]^T$: Vecteur tension rotoriques;
- $[i_r] = [i_{ra} \ i_{rb} \ i_{rc}]^T$: Vecteur courant rotoriques;
- $[\varphi_r] = [\varphi_{ra} \ \varphi_{rb} \ \varphi_{rc}]^T$: Vecteur flux total rotoriques;
- $[R_r] = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}$: Matrice résistances du rotor.

III.2.4. Equations magnétiques

Les équations magnétiques de la MADA sont données par :

Pour le stator :

$$[\varphi_s] = [L_{ss}] \cdot [i_s] + [M_{sr}] \cdot [i_r] \quad (\text{III.3})$$

Pour le rotor :

$$[\varphi_r] = [L_{rr}] \cdot [i_r] + [M_{sr}]^T \cdot [i_s] \quad (\text{III.4})$$

- $[L_{ss}]$: Matrice d'inductances statoriques;
- $[L_{rr}]$: Matrice d'inductances rotoriques;
- $[M_{sr}]$: Matrice d'inductances mutuelles du couplage stator-rotor.

Où :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \quad (\text{III.5})$$

$$[L_{rr}] = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix} \quad (\text{III.6})$$

$$[M_{sr}]^T = [M_{sr}] \cdot M_{sr} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (III.7)$$

On peut former les équations magnétiques sous la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} \varphi_s \\ \varphi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_{ss}] & [M_{sr}] \\ [M_{sr}]^T & [L_{rr}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} \quad (III.8)$$

En remplaçant les matrices de flux dans (III.1) et (III.2) par les matrices des inductances obtenues en (III.3) et (III.4), on aura :

$$[V_s] = [R_s] \cdot [i_s] + [L_{ss}] \cdot \frac{d}{dt} [i_s] + \frac{d}{dt} ([M_{sr}] \cdot [i_r]) \quad (III.9)$$

$$[V_r] = [R_r] \cdot [i_r] + [L_{rr}] \cdot \frac{d}{dt} [i_r] + \frac{d}{dt} ([M_{sr}]^T \cdot [i_s]) \quad (III.10)$$

III.2.5. Transformation de Park

La transformation de Park est l'opération mathématique des changements de variables 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), à l'aide d'une matrice de passage dite de Park, Cette transformation s'écrit par, [42], figure (III.3):

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

Où : le variable X peut être tension, courant ou flux...

$$[K(\theta)] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (III.12)$$

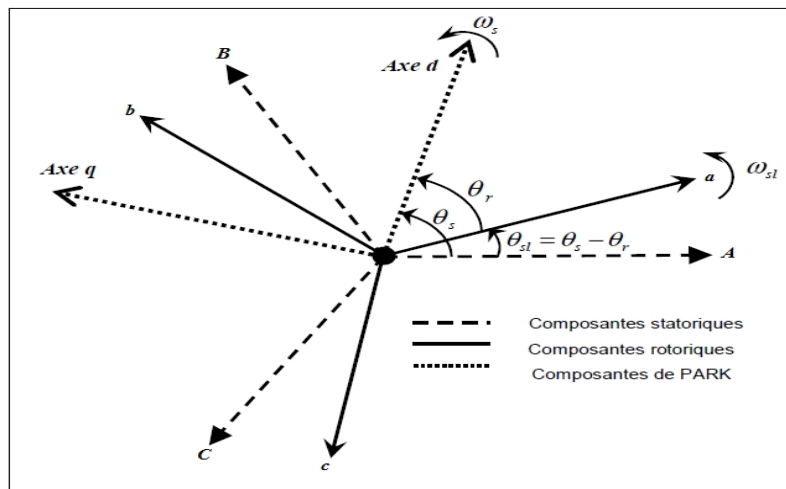


Figure III.3. Passage du repère (abc) du stator au repère (d,q) de Park

Où :

- θ_{sl} : est l'angle entre l'axe rotorique a et l'axe statorique A ;
- θ_r : est l'angle entre l'axe rotorique a, et l'axe de Park direct d ;
- θ_s : est l'angle entre l'axe statorique A, et l'axe de Park direct d ;
- ω_s : est la vitesse angulaire du système d'axes (d, q).

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.13)).

$$P(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_0 i_0. \quad (\text{III.13})$$

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

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

$$[P(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & \sqrt{\frac{1}{2}} \\ \cos(\theta + 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.15})$$

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

Les équations des flux dans le système (d, q), sont données par :

Pour le stator :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s \cdot i_{sd} + M \cdot i_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s \cdot i_{sq} + M \cdot i_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.16})$$

Pour le rotor :

$$\begin{cases} \varphi_{rd} = L_r \cdot i_{rd} + M \cdot i_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r \cdot i_{rq} + M \cdot i_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

On peut résumer les équations de flux dans cette équation matricielle :

$$\begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \quad (III.18)$$

Avec:

$$M = \frac{3}{2}M_{max}, \quad L_s = l_s - M_s, \quad L_r = l_r + 2M_s,$$

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

Les équations de tension dans le système (d, q), s'écrivent :

Pour le stator :

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s \cdot i_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_s \cdot \varphi_{sq} \\ v_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_s \cdot \varphi_{sd} \end{cases} \quad (III.19)$$

Pour le rotor :

$$\begin{cases} v_{rd} = R_r \cdot i_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - (\omega_s - \omega_r) \cdot \varphi_{rq} \\ v_{rq} = R_r \cdot i_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + (\omega_s - \omega_r) \cdot \varphi_{rd} \end{cases} \quad (III.20)$$

À partir des équations précédentes, on peut déduire le schéma équivalent de MADA selon les deux axes d et q, figure (III.4), [43]:

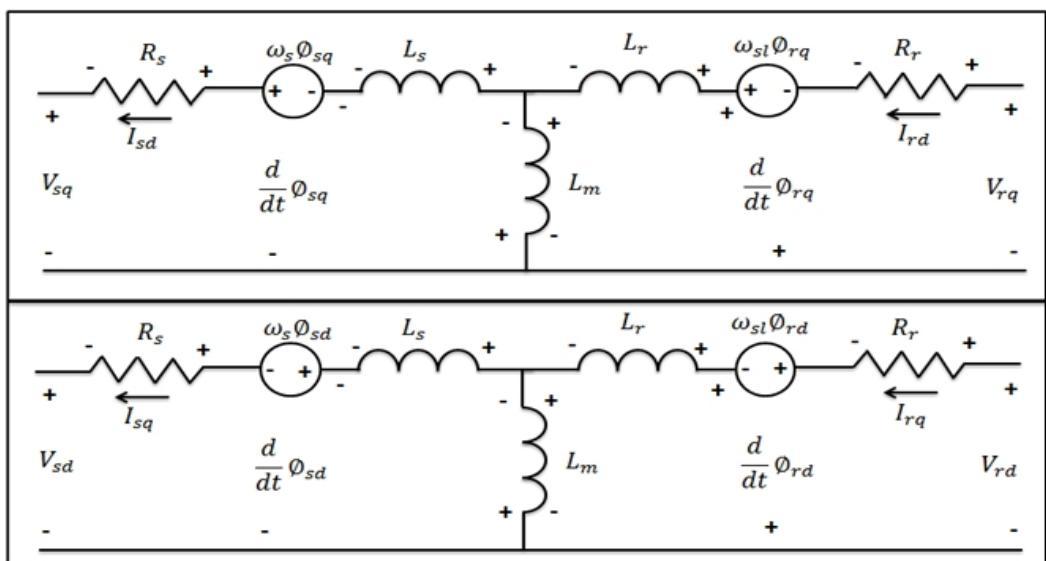


Figure III.4. Schémas équivalents de MADA selon les deux axes d et q.

III.2.8. Expression de la puissance

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

$$P_{elc}(t) = v_a * i_a + v_b * i_b + v_c * i_c \quad (III.21)$$

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

$$\begin{bmatrix} x_{a,b,c} \end{bmatrix} = [P]^{-1}(\theta) \begin{bmatrix} x_{d,q,o} \end{bmatrix} \quad (III.22)$$

La puissance électrique de la machine dans le repère (d,q,o) :

$$P_{elc}(t) = \begin{bmatrix} V_{sdqo} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} I_{sdqo} \end{bmatrix} = v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq} + v_{s0} i_{s0} \quad (III.23)$$

Pour un système équilibré on a : $I_0 = 0, V_0 = 0$.

En remplaçant les composantes directe et en quadrature par leurs expressions, et en éliminant le terme homopolaire, on peut écrire :

$$P_{elc}(t) = \left[R_s I_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_s \varphi_{sq} \right] I_{sd} + \left[R_s I_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_s \varphi_{sd} \right] I_{sq} \quad (III.24)$$

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

$$P_{elc}(t) = \left[R_s I_{sd}^2 + R_s I_{sq}^2 \right] + \left[\frac{d\varphi_{sd}}{dt} I_{sd} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} I_{sq} \right] + \left[\omega_s (\varphi_{sd} I_{sq} - \varphi_{sq} I_{sd}) \right] \quad (III.25)$$

Telle que [41], [43] :

$P_{em}(t) = \left[\omega_s (\varphi_{sd} I_{sq} - \varphi_{sq} I_{sd}) \right]$: Représente la puissance électromagnétique.

$P_j(t) = \left[R_s I_{sd}^2 + R_s I_{sq}^2 \right]$: Représente la puissance dissipée en pertes Joule dans les enroulements du stator.

$P_d(t) = \left[\frac{d\varphi_{sd}}{dt} I_{sd} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} I_{sq} \right]$: Représente la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator, donc une puissance réactive.

III.2.9. Expression du couple

La connaissance du couple électromagnétique C_{em} de la machine est essentielle pour l'étude de la machine et sa commande. L'expression du couple électromagnétique peut être déterminée par la relation suivante :

$$C_{em} = \frac{P_{em}}{\Omega_s} \quad (\text{III.26})$$

Sachant que :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s = p \cdot \Omega_s \quad (\text{III.27})$$

Donc

$$C_{em} = p \cdot \left[\left(\varphi_{sd} \cdot I_{sq} - \varphi_{sq} \cdot I_{sd} \right) \right] \quad (\text{III.28})$$

En faisant un choix de variables et en remplaçant les flux par leurs expressions, on peut établir d'autres expressions du couple électromagnétique C_{em} , [41], [44]:

$$C_{em} = p \cdot \frac{L_m}{L_r} \left[\left(\varphi_{rd} \cdot I_{sq} - \varphi_{rq} \cdot I_{sd} \right) \right] \quad (\text{III.29.a})$$

$$C_{em} = p \cdot \left[\left(\varphi_{rd} \cdot I_{rq} - \varphi_{rq} \cdot I_{rd} \right) \right] \quad (\text{III.29.b})$$

$$C_{em} = p \cdot L_m \left[\left(I_{sq} \cdot I_{rd} - I_{sd} \cdot I_{rq} \right) \right] \quad (\text{III.29.c})$$

$$C_{em} = p \cdot \frac{L_m}{L_r} \left[\left(\varphi_{sq} \cdot I_{rd} - \varphi_{sd} \cdot I_{rq} \right) \right] \quad (\text{III.29.d})$$

Où :

p : Nombre de paires de pôles.

III.2.10. Equations mécaniques

La dynamique de la machine est donnée par l'équation mécanique suivante :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_g - C_{em} - C_f \quad (\text{III.30})$$

Où:

$$C_f = F_c \cdot \Omega \quad (\text{III.31})$$

C_g : Couple d'entraînement appliqué sur le générateur.

C_f : Couple de frottement.

C_{em} : Couple électromagnétique (résistant au couple d'entraînement en fonctionnement générateur).

J : Moment d'inertie total de la machine.

F_c : Coefficient de frottement visqueux.

III.2.11. Modèle de la machine en représentation d'état

La représentation d'état de la MADA n'est pas unique, elle dépend du repère et du choix des variables d'état. On écrit les équations dans le repère (d ,q), [43]:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{sd} = -R_s \cdot i_{sd} - L_s \frac{di_{sd}}{dt} + M \frac{di_{rd}}{dt} + \omega_s L_s i_{sq} - \omega_s M i_{rq} \\ V_{sq} = -R_s \cdot i_{sq} - L_s \frac{di_{sq}}{dt} + M \frac{di_{rq}}{dt} - \omega_s L_s i_{sd} + \omega_s M i_{rd} \\ V_{rd} = R_r \cdot i_{rd} + L_r \frac{di_{rd}}{dt} - M \frac{di_{sd}}{dt} - (\omega_s - \omega_r) L_r i_{rq} + (\omega_s - \omega_r) M i_{sd} \\ V_{rq} = R_r \cdot i_{rq} + L_r \frac{di_{rq}}{dt} - M \frac{di_{sq}}{dt} + (\omega_s - \omega_r) L_r i_{rd} - (\omega_s - \omega_r) M i_{sd} \end{array} \right. \quad (III.32)$$

Posons :

$$\omega_m = \omega_s - \omega_r \quad (III.33)$$

En mettant le système (III.32) sous la forme compacte, on obtient :

$$[B][U] = [L] \left[\dot{I} \right] + \omega_m [C][I] + [D][I] \quad (III.34)$$

Avec :

$$[V] = [V_{sd} \ V_{sq} \ V_{rd} \ V_{rq}]^T ; [I] = [I_{sd} \ I_{sq} \ I_{rd} \ I_{rq}]^T ; \left[\dot{I} \right] = \frac{d}{dt} [I] \quad (III.35)$$

$$[B] = \text{diag}[1 \ 1 \ 1 \ 1] \quad (III.36)$$

$$[L] = \begin{bmatrix} -L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & -L_s & 0 & M \\ -M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & -M & 0 & L_r \end{bmatrix} \quad (III.37)$$

$$[C] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & M & 0 & -L_r \\ -M & 0 & L_r & 0 \end{bmatrix} \quad (III.38)$$

$$[D] = \begin{bmatrix} -R_r & \omega_s L_s & 0 & -\omega_s M \\ -\omega_s L_s & -R_r & \omega_s M & 0 \\ 0 & 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \quad (III.39)$$

L'équation de la dynamique est

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{1}{J} [C_g - C_{em} - F_c \cdot \Omega] \quad (III.40)$$

Avec

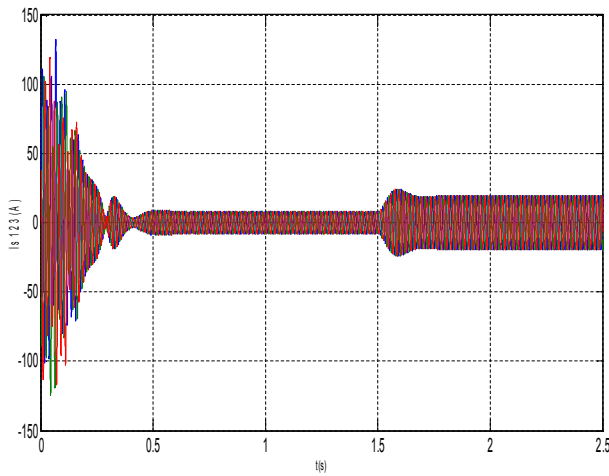
$$C_{em} = \frac{3}{2} p.M . \left[(I_{rd} . I_{sq} - I_{rq} . I_{sd}) \right] \tag{III.40}$$

III.3. Simulation de la machine asynchrone à double alimentation (MADA)

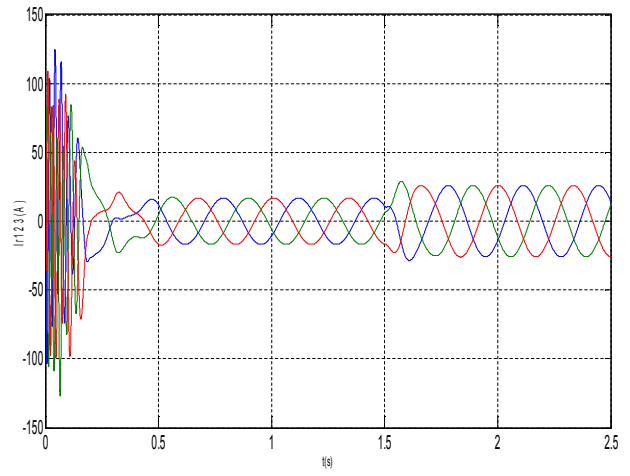
Dans cette partie, on veut montrer la validité de modèle de la machine asynchrone à double alimentation pour sera utiliser dans la suite de travail (en mode générateur)

III.3.1.1. Résultats de simulation

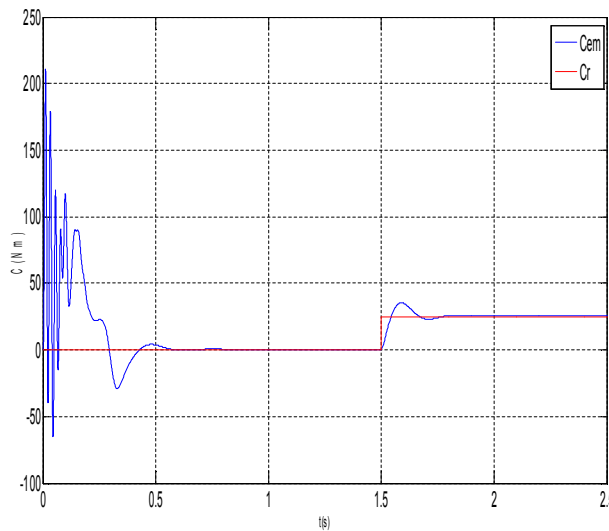
La figure (III.5) représente les différentes grandeurs de la MADA.



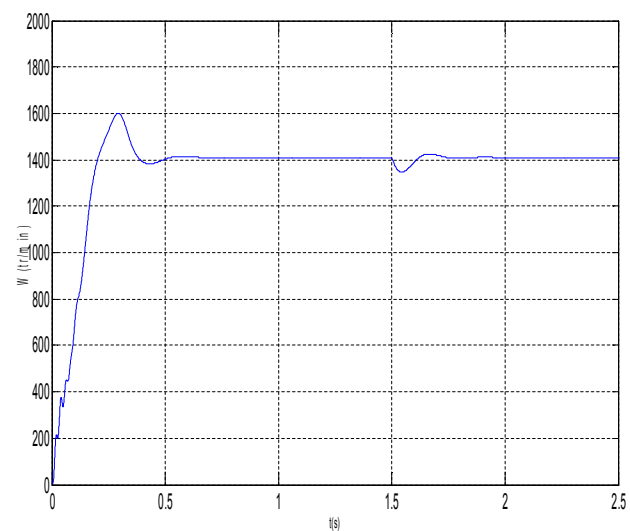
a) Courants statoriques.



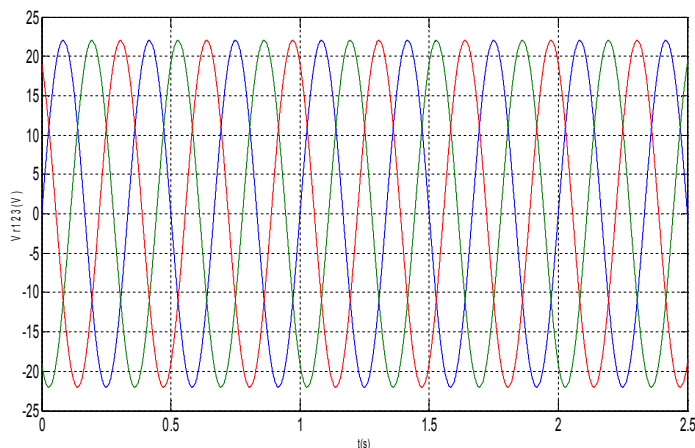
b) Courants rotoriques.



c) Couples moteur et résistant.



d) Vitesse de rotation.



e) Tensions rotoriques.

Figure III.5. Grandeurs de MADA.

III.3.1.2. Interprétation des résultats

On remarque sur les figures (III.5.a), (III.5.b) que l'amplitude des courants statoriques et rotoriques se stabilisent après un régime transitoire, puis ils augmentent après l'application du couple à l'instant ($t=1.5s$); la fréquence des courants rotoriques est plus basse que celle statorique, alors que les tensions d'alimentation restent parfaitement sinusoïdales et stables, (III.5.e).

- Le couple électromagnétique à la phase de démarrage atteint un pic, puis il se stabilise à (0 N.m); après l'application du couple à ($t=1.5s$), on remarque que le couple électromagnétique se stabilise à la valeur du couple appliqué (25Nm), (III.5.c)

- La vitesse de rotation augmente de zéro jusqu'à ce qu'elle se stabilise à une valeur proche de la vitesse de synchronisme, à l'instant ($t=1.5s$) la vitesse de rotation reçoit une perturbation à cause de l'application du couple puis elle se stabilise ensuite, (III.5.d)

Les résultats obtenus sont satisfaisants, [41], [43].

III.4. Modélisation des convertisseurs utilisés

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, nous permet d'exécuter des algorithmes complexes de contrôle des convertisseurs.

Plusieurs types de convertisseurs sont utilisés selon les configurations, dans ce travail on s'intéresse par la configuration qui utilise deux convertisseurs commandés par MLI montés en tête à tête (Back to back), figure (III.6) :

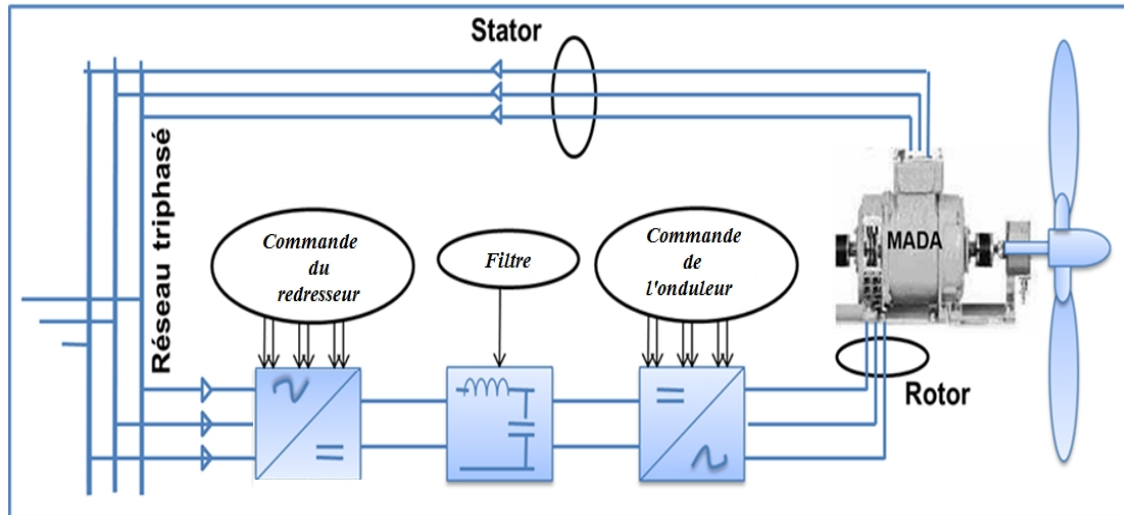


Figure III.6. Alimentation de MADA par convertisseurs.

Cette structure est très performante et avantageuse par rapport aux autres structures car elle offre un contrôle total des puissances instantanées avec le fonctionnement à vitesse variable, la réversibilité, et l'absorption sinusoïdale du courant, [45]. Les deux convertisseurs sont identiques, et la réversibilité de l'onduleur de tension à deux niveaux lui permet de fonctionner en mode redresseur du courant. Les modèles élaborés pour ces onduleurs sont valables pour les redresseurs MLI, [36], [47], [48].

L'onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion continue-alternative à l'aide d'une séquence adéquate de commande des semi-conducteurs, souvent par Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI), [49]. L'onduleur de tension triphasé peut être représenté selon la figure (III.7), où S_i ($i=1, 2, 3, 4, 5, 6$) sont des transistors MOSFET:

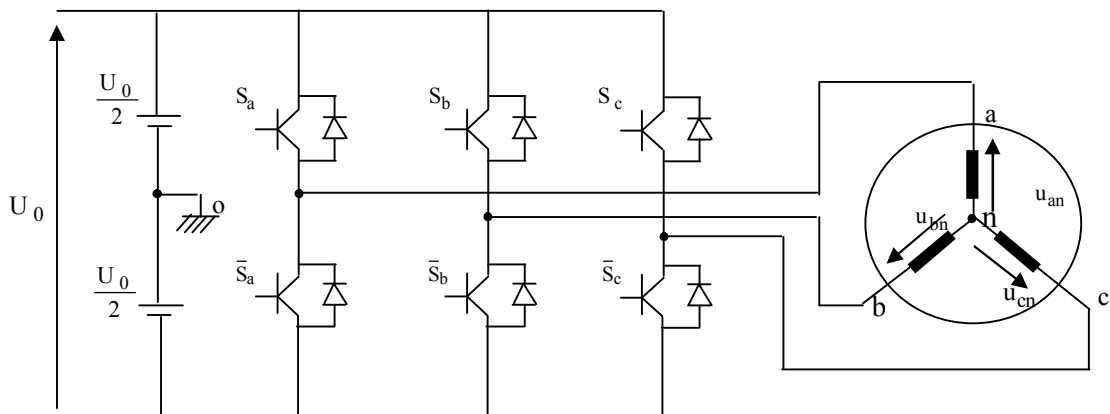


Figure III.7. Schéma d'un onduleur de tension triphasé avec une charge.

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 ça les variables (S_1, S_2, S_3) en fonction de l'état des commutations dans les trois branches. Les commandes des interrupteurs de même bras sont complémentaires. On distingue donc deux états indépendants qui peuvent être considérés comme une grandeur booléenne.

- $S_{a,b,c} = 1$: Interrupteur du demi-bras haut (a, b ou c) fermé.
- $\bar{S}_{a,b,c} = 0$: Interrupteur du demi-bras bas (a, b ou c) fermé.

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

$$\begin{cases} u_{ab} = u_{ao} + u_{ob} = u_{ao} - u_{bo} \\ u_{bc} = u_{bo} + u_{oc} = u_{bo} - u_{co} \\ u_{ca} = u_{co} + u_{oa} = u_{co} - u_{ao} \end{cases} \quad (\text{III.41})$$

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 coté alternatif. On peut écrire les relations de Charles suivantes :

$$\begin{cases} u_{ao} = u_{an} + u_{no} \\ u_{bo} = u_{bn} + u_{no} \\ u_{co} = u_{cn} + u_{no} \end{cases} \quad (\text{III.42})$$

u_{an} , u_{bn} et u_{cn} sont les tensions simples de la machine et u_{no} est 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 isolé alors:

$$u_{an} + u_{bn} + u_{cn} = 0 \quad (\text{III.43})$$

La substitution de (III.42) dans (III.43) aboutit à:

$$u_{no} = \frac{1}{3} \cdot (u_{ao} + u_{bo} + u_{co}) \quad (\text{III.44})$$

En remplaçant (IV.44) dans (IV.42), on obtient:

$$\begin{cases} u_{an} = \frac{2}{3}u_{ao} - \frac{1}{3}u_{bo} - \frac{1}{3}u_{co} \\ u_{bn} = -\frac{1}{3}u_{ao} + \frac{2}{3}u_{bo} - \frac{1}{3}u_{co} \\ u_{cn} = -\frac{1}{3}u_{ao} - \frac{1}{3}u_{bo} + \frac{2}{3}u_{co} \end{cases} \quad (\text{III.45})$$

Alors:

$$\begin{cases} u_{an} = \frac{U_o}{3}(2S_a - S_b - S_c) \\ u_{bn} = \frac{U_o}{3}(-S_a + 2S_b - S_c) \\ u_{cn} = \frac{U_o}{3}(-S_a - S_b + 2S_c) \end{cases} \quad (\text{III.46})$$

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

$$[U_{AC}] = [T] \cdot [U_{dc}] \quad (\text{III.47})$$

Tel que :

$$[U_{AC}] = [u_{an} \quad u_{bn} \quad u_{cn}]^T \quad (\text{III.48})$$

$$[U_{dc}] = [u_{ao} \quad u_{bo} \quad u_{co}]^T = U_0 [S_a \quad S_b \quad S_c]^T \quad (\text{III.49})$$

$$[T] = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \quad (\text{III.50})$$

III.4.1. 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, qui est appelé signal de référence (Modulatrice) représente l'image de la sinusoïde qu'on désire à la sortie de l'onduleur; le second, qui est appelé signal de la porteuse (triangulaire), définit la cadence de la commutation des interrupteurs statiques de l'onduleur. C'est un signal de hautes fréquences (HF) par rapport au signal de référence, [46], figure (III.8)

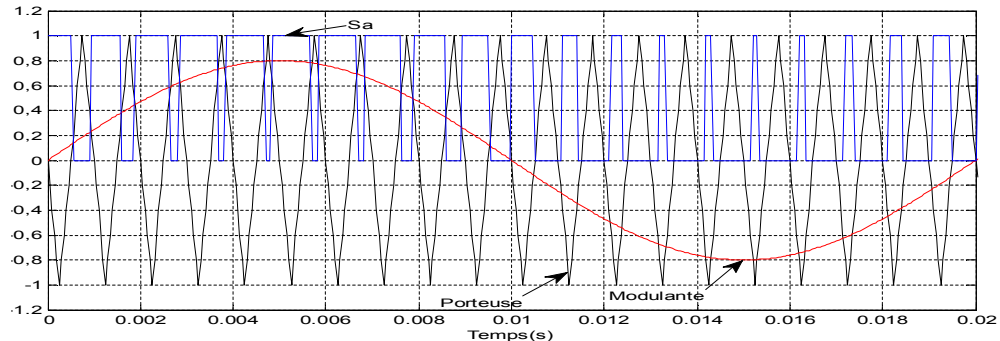


Figure III.8. Génération d'une MLI naturelle de l'interrupteur S_a .

La commande par MLI donne un rapport cyclique de chaque interrupteur variable dans le temps déterminé par l'intersection 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 onduleur triphasé la commande MLI nécessite autant des références sinusoïdales déphasées entre elles de $2\pi/3$.

Cette stratégie de commande est caractérisée par deux paramètres: l'indice de modulation \mathbf{m} et le coefficient de réglage \mathbf{r} [46].

$$\mathbf{m} = f_{déc} / f_{mod} \quad (\text{III.51})$$

Le coefficient \mathbf{r} est le rapport de l'amplitude V_m de la tension de référence et U de la porteuse :

$$\mathbf{r} = V_m / U \quad (\text{III.52})$$

L'avantage majeur de la technique de modulation sinus-triangle naturelle est de réduire la pollution d'harmoniques ou de minimiser les oscillations du couple et les courants; ce qui permettra de minimiser les pertes dans le système et donc amélioration du rendement, [46].

La simulation de l'onduleur alimenté par une tension continue donne la figure (III.9)

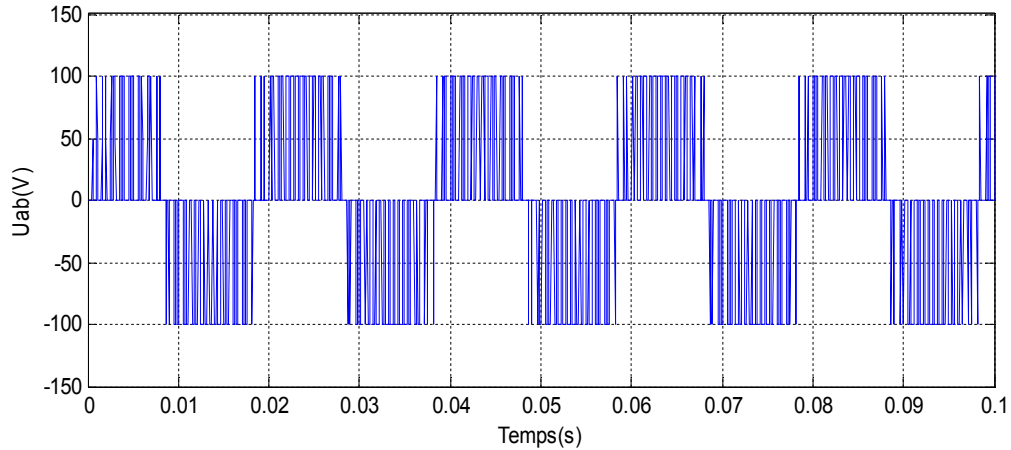


Figure III.9. Tension u_{ab} de l'onduleur

On remarque que la tension de sortie u_{ab} prend deux niveaux, il nécessite un filtrage pour obtenir une tension sinusoïdale.

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné une description de la machine asynchrone à double alimentation (MADA). Ensuite, nous avons abordé la modélisation de la MADA pour valider un modèle définitif utilisé au cours de ce travail. Ce modèle a été validé par les résultats de simulation obtenus qui viennent confirmer ceux trouvés dans la théorie. Ensuite, nous avons élaboré les modèles mathématiques des convertisseurs utilisés dans le système de conversion d'énergie éolienne avec un choix d'une configuration qui sera étudiée en détaille dans le dernier chapitre.

CHAPITRE.IV

MODÉLISATION ET COMMANDE DE LA CHAÎNE ÉOLIENNE D'ADRAR

IV.1. Introduction

Le présent chapitre traite la commande de l'ensemble de la chaîne de conversion éolienne connectée au réseau. On va présenter une structure globale de cette chaîne avec une modélisation des différentes commandes, puis une simulation comportementale du système complet sur le plan électrique et énergétique. Ensuite, on va valider le modèle élaboré de la chaîne par une comparaison avec les caractéristiques réelles de la turbine éolienne installée en Adrar en utilisant un profil du vent basé sur une mesure réelle afin d'avoir une estimation plus proche au cas réel.

IV.2. Modélisation et commande de la chaîne éolienne globale

La figure (IV.1) représente le système de conversion de l'énergie éolienne qui sera utilisé, il se compose, d'une turbine éolienne tripale couplée à un générateur asynchrone à double alimentation à travers une boîte de vitesse, deux convertisseurs réversibles reliés à travers un bus continu, et une connexion au réseau via un transformateur et un filtre, un système de protection nommé 'crowbar' relié au circuit rotorique, il fonctionne en cas d'un défaut au réseau pour protéger les convertisseurs.

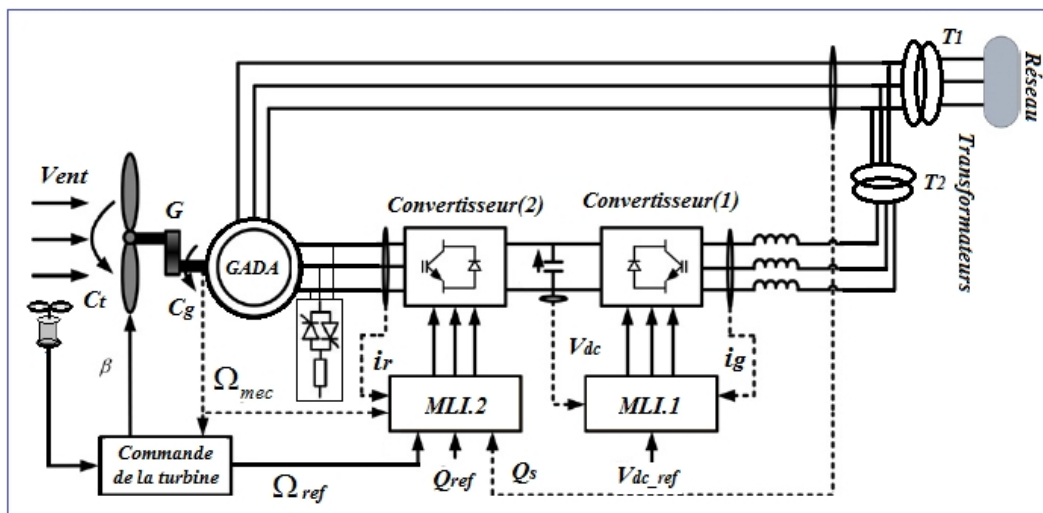


Figure IV.1. Schéma de la chaîne de conversion d'énergie éolienne à base GADA.

Cette structure est très performante et permet un fonctionnement à vitesse variable sur une large plage de vitesse du vent ; en plus, elle peut offrir un contrôle total de la puissance instantanée avec la possibilité de la réversibilité, comme elle peut fonctionner dans les deux modes hypo et hyper synchrone avec une absorption sinusoïdale du courant, [18], [27], [50], [51].

Dans le cas d'un fonctionnement hypo synchrone, le convertisseur (1) fonctionne en mode redresseur qui permet de contrôler la tension du bus continu le convertisseur (2) en mode onduleur qui permet de contrôler les puissances actives et réactives échangées avec le réseau et vis vers ça.

IV.2.1. Commande de la MADA associée au convertisseur

Vue de non linéarité de MADA, on doit appliquer la commande vectorielle qui permet un contrôle indépendant des puissances active et réactive.

Les trois fonctions de la commande de MADA sont illustrées sur la figure (IV.2):

- 1- Algorithme de la commande de la turbine (MPPT, 'pitch angle')
- 2- Commande vectorielle de la MADA.
- 3- Contrôle du convertisseur MLI₂ (coté rotor).

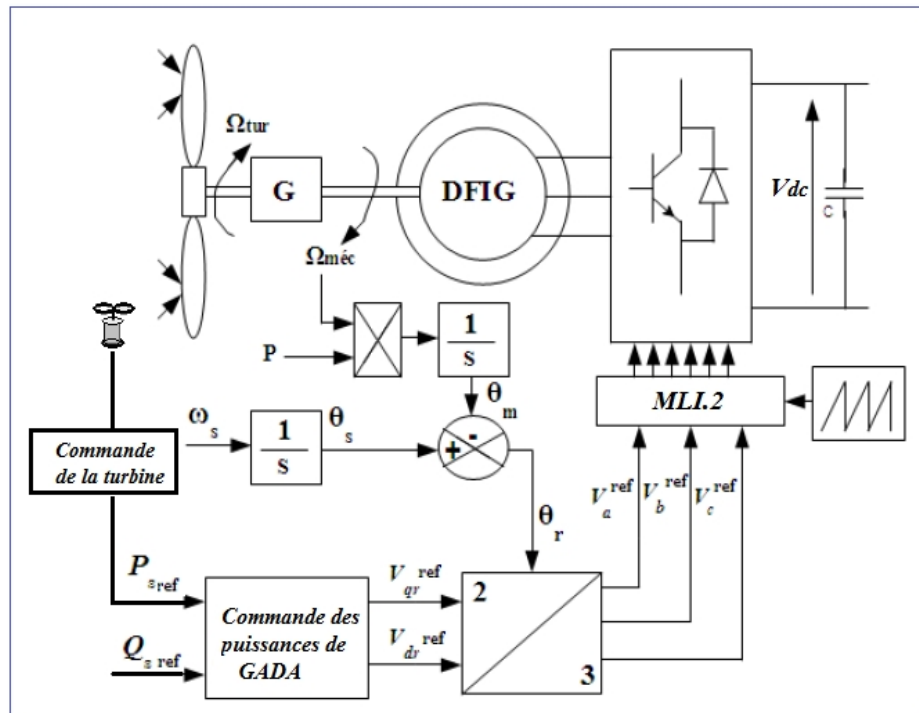


Figure IV.2. Commande du GADA et le convertisseur coté rotor.

Les techniques des commandes de la turbine éolienne (détaillées dans le 2^{ème} chapitre) permettent de piloter le générateur GADA en imposant une puissance de référence correspondante à la vitesse optimale ou bien maximale selon la plage de vitesse du vent. La commande du convertisseur détermine les signaux nécessaires du convertisseur MLI₂ (détaillées dans le 3^{ème} chapitre). La commande vectorielle du GADA permet d'appliquer à ces bornes les tensions de réglage nécessaires extraite du convertisseur pour avoir les puissances demandées [6], elle sera détaillée dans la partie suivante.

IV.2.1.1. Commande vectorielle indirecte de la MADA

La commande vectorielle ou la commande par orientation du flux (field oriented control) est l'une des méthodes de commande appliquée aux machines alternatives. Elle est basée sur l'élimination du couplage entre l'inducteur et l'induit en dissociant le courant statorique en deux composantes (i_{sd} et i_{sq}) de façon que l'une des composantes (i_{sq}) commande la puissance active et l'autre (i_{sd}) commande la puissance réactive, donc à maîtriser les grandeurs (i_{rd} et i_{rq}) en agissant directement sur les tensions V_{rd} et V_{rq} , ce qui permet d'obtenir un fonctionnement comparable à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée, [44], [52].

On distingue deux types de commande l'un est directe et l'autre est indirect, on va utiliser la commande vectorielle indirecte avec boucle de puissance car elle à des meilleures performances que l'autre, [44]. L'orientation du flux statorique exige que :

$$\varphi_{sd} = \varphi_s, \varphi_{sq} = 0 \quad (IV.1)$$

$$V_{sd} = 0, V_{sq} = V_s = \omega_s \varphi_s \quad (IV.2)$$

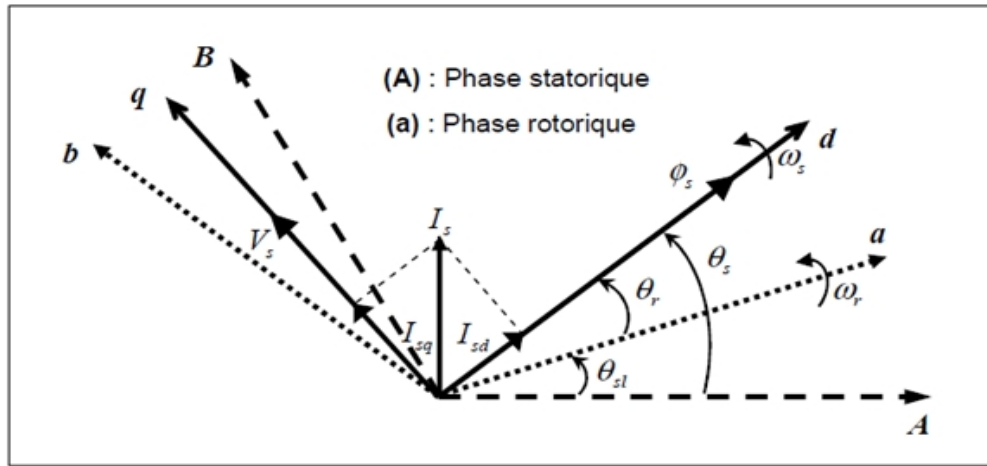


Figure IV.3. Orientation du flux statorique

Cette méthode permet de contrôler séparément les courants I_{rd} et I_{rq} et les puissances Q_s et P_s en boucles fermées en cascade, le découplage se fait au niveau des sorties des régulateurs en courant rotorique avec un retour d'état qui permet le réglage des puissances.

Dans un repère diphasé quelconque, les puissances active et réactive statoriques d'une machine asynchrone s'écrivent, [53], [54] :

$$\begin{cases} P_s = V_{sd} I_{sd} + V_{sq} I_{sq} \\ Q_s = V_{sq} I_{sd} - V_{sd} I_{sq} \end{cases} \quad (IV.3)$$

En remplaçant (IV.1) et (IV.2) dans (III.16), (III.17), (III.19), (III.20) et (IV.3) on obtient :

$$\begin{cases} I_{sd} = \frac{\varphi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} I_{rd} \\ I_{sq} = -\frac{L_m}{L_s} I_{rq} \end{cases} \quad (IV.4)$$

$$\begin{cases} P_s = -V_s \frac{L_m}{L_s} I_{rq} \\ Q_s = \frac{V_s^2}{\omega_s L_s} - \frac{V_s L_m}{L_s} I_{rd} \end{cases} \quad (IV.5)$$

On remplace (IV.4) dans (III.16), (III.17), puis dans (III.19), (III.20), on obtient en régime permanent la relation entre les courants et tensions rotorique et les puissances statoriques, [44], [54], [55]:

$$\begin{cases} V_{rd} = g\omega_s \left(\frac{L_r - \frac{L_m^2}{L_s}}{V_s L_m} \right) P_s - \left(\frac{R_r + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right)}{V_s L_m} \right) P \cdot Q_s + \left(\frac{R_r V_s}{\omega_s L_s} + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \frac{V_s}{\omega_s L_m} \right) P \\ V_{rq} = \left(\frac{R_r + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right)}{V_s L_m} \right) P \cdot P_s - g\omega_s \left(\frac{L_r - \frac{L_m^2}{L_s}}{V_s L_m} \right) Q_s + g\omega_s \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) \frac{V_s}{\omega_s L_m} \end{cases} \quad (IV.6)$$

À l'aide des étapes précédentes de la modélisation, on peut construire la structure complète de la commande vectorielle du GADA, [55], où l'entrée de référence est les puissances de références obtenues à partir de la commande de la turbine. Le schéma de cette commande est illustré sur la figure, (IV.4).

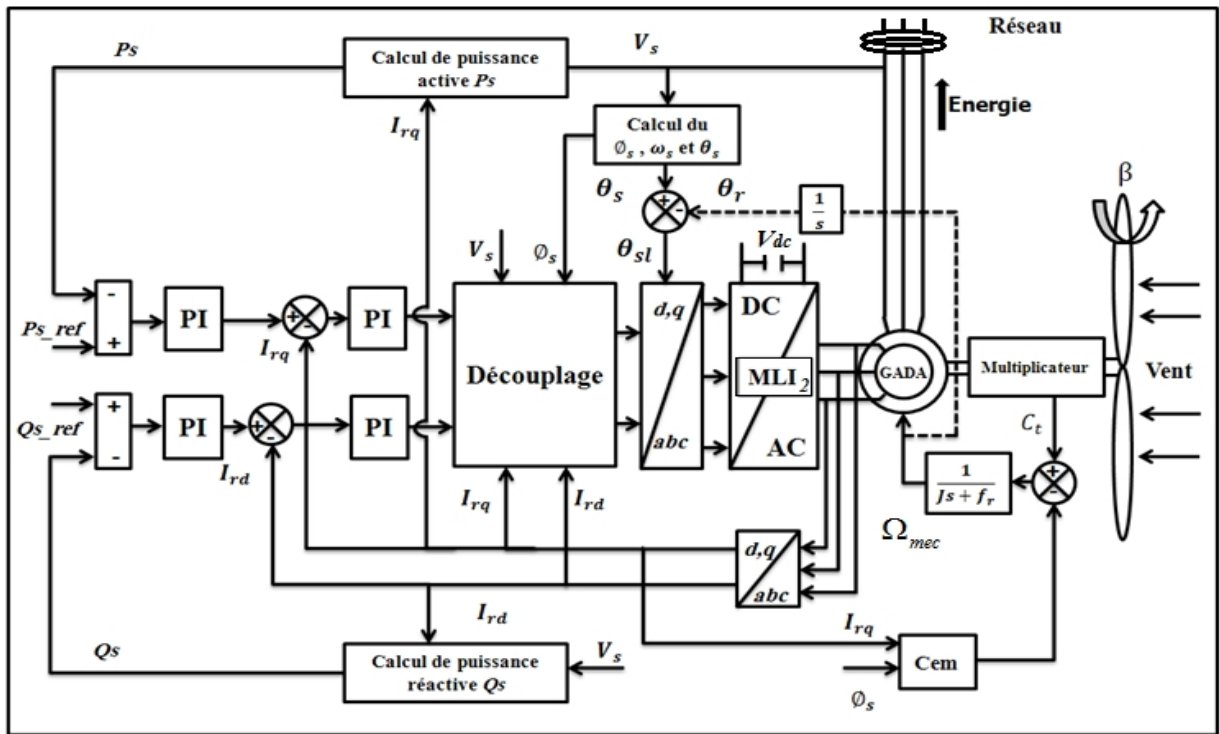


Figure IV.4. Schéma bloc de la commande indirecte avec boucle de puissance.

Après avoir analysé la commande vectorielle de la GADA à l'aide du convertisseur coté rotor, on passe à la commande du convertisseur coté réseau qui assure la commande de bus continu.

IV.2.2. Commande du convertisseur coté réseau

Le redresseur MLI₁ étant de nature survolteur. Afin d'assurer la commandabilité du courant du convertisseur côté réseau et assurer l'écoulement de puissance de la machine vers le réseau, le bus continu doit satisfaire un niveau de tension suffisamment élevé, [56], [57]. Il faut que sa tension V_{dc} soit supérieur à la valeur maximale (valeur crête) de la tension composée côté alternatif du convertisseur donnée par la relation :

$$m_{\max} \left(\frac{V_{dc_ref}}{\sqrt{3}} \right) > V_{g_max} \Rightarrow V_{dc_ref} > \left(\frac{\sqrt{3} * V_{g_max}}{m_{\max}} \right) \quad (IV.7)$$

Avec : m_{\max} : la valeur maximale du coefficient de réglage

V_{g_max} : la valeur maximale de la tension de phase du réseau

La régulation de la tension du bus continu est pour maintenir sa tension 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 (IV.5) nous montre que le courant du condensateur est issu d'un nœud où circulent deux courants modulés par chaque convertisseur :

$$i_c = i_1 - i_2 \quad S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c \quad (IV.8)$$

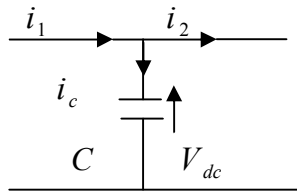


Figure IV.5. Schéma électrique du bus continu.

Le bus continu est modélisé par l'équation différentielle suivante [49]:

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} . i_c \quad (IV.9)$$

$$V_{dc} = \int \frac{dV_{dc}}{dt} + V_{dc}(t_0) \quad (IV.10)$$

Où $V_{dc}(t_0)$: la valeur initiale de la tension à l'instant t_0 .

- i_c : courant dans le condensateur.
- V_{dc} : tension du bus continu.
- C : valeur de la capacité.
- i_1 : courant par le convertisseur du côté du réseau du.
- i_2 : courant par le convertisseur côté de la machine.

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

$$V_{dc} = \frac{1}{C . S} . i_c \quad (IV.11)$$

D'où, la boucle de régulation de V_{dc} dotée d'un correcteur PI est montrée sur la figure (IV.6).

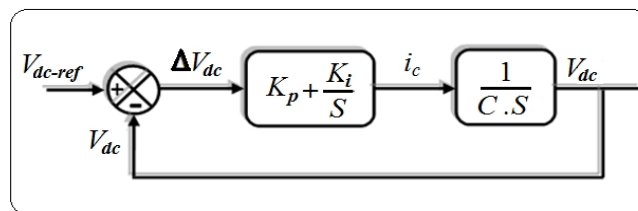


Figure IV.6. Boucle d'asservissement de la tension du bus continu.

La structure de 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 au redresseur MLI₁ d'une façon à obtenir une tension continue constante, comme il permet de contrôler l'échange d'énergie entre le rotor et le réseau, [58], (figure. IV.7).

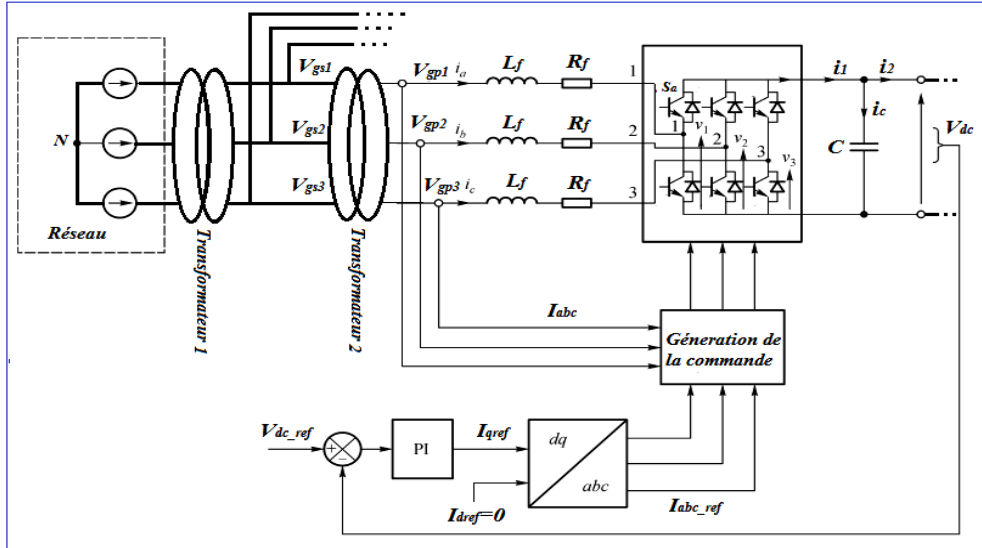
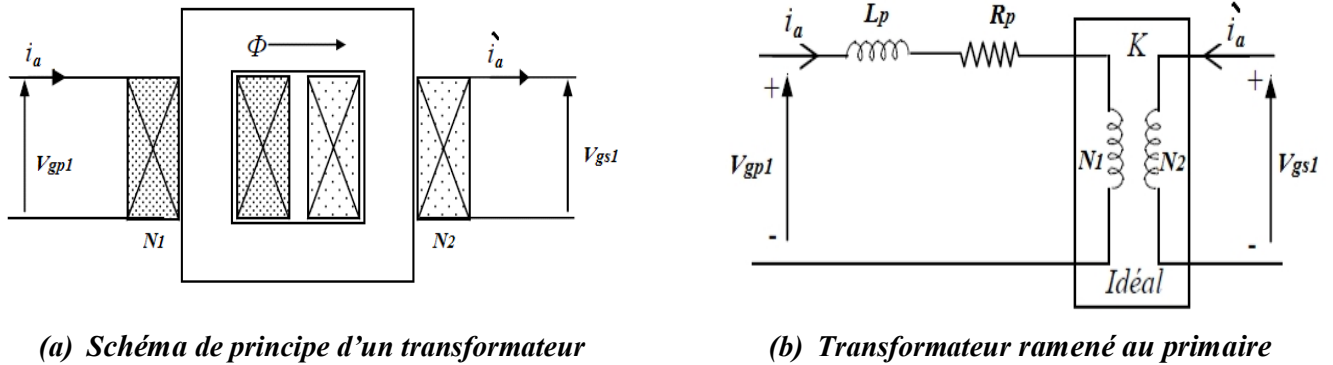


Figure IV.7.Schéma bloc de la commande du convertisseur coté réseau.

IV.2.3. Modélisation de la liaison au réseau

IV.2.3.1. Modélisation du transformateur:

Les transformateurs utilisés sont des machines statiques qui permettent d'élever la tension de l'enroulement primaire (coté machine) au secondaire (coté réseau) afin d'adapter les tensions (690V/30kV) coté stator et (480V/690V) coté rotor, il s'agit d'un transférer de la puissance d'un bobinage à l'autre, [28], [59], (figure. IV.8).



(a) Schéma de principe d'un transformateur

(b) Transformateur ramené au primaire

Figure IV.8.Schéma monophasé équivalent simplifié du transformateur.

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

$$K = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{gp1}}{V_{gs1}} = \frac{i'_a}{i_a} \quad (IV.12)$$

En négligeant le courant de magnétisation, le modèle du circuit équivalent triphasé peut être exprimé par, [18], [28]:

$$\begin{bmatrix} V_{gp123} \end{bmatrix} = R_p \begin{bmatrix} i_{abc} \end{bmatrix} + L_p \frac{d \begin{bmatrix} i_{abc} \end{bmatrix}}{dt} + K \begin{bmatrix} V_{gs123} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.13})$$

IV.2.3.2. Modélisation du filtre:

La présence des inductances de couplage au réseau est indispensable pour assurer le contrôle des courants injectés par le convertisseur et améliorer la qualité des courants. Ces inductances jouent le rôle de filtre passe bas et limitent l'ondulation du courant à la fréquence de commutation, [57].

Pour cette raison, le calcul de l'inductance de couplage fait intervenir de la fréquence de commutation (f_c), l'ondulation maximale admissible du courant (ΔI_{Max}) et la tension appliquée à ses bornes comme suit:

$$\Delta I_{max} = \frac{V_{dc}}{6.9 * L_f * f_c} \Rightarrow L_f = \frac{V_{dc}}{6.9 * \Delta I_{max} * f_c} \quad (\text{IV.14})$$

Le filtre passif est un circuit (R_f, L_f) raccordé en série entre le convertisseur de puissance et le réseau pour réduire la propagation des harmoniques [18], (Figure. IV.9).

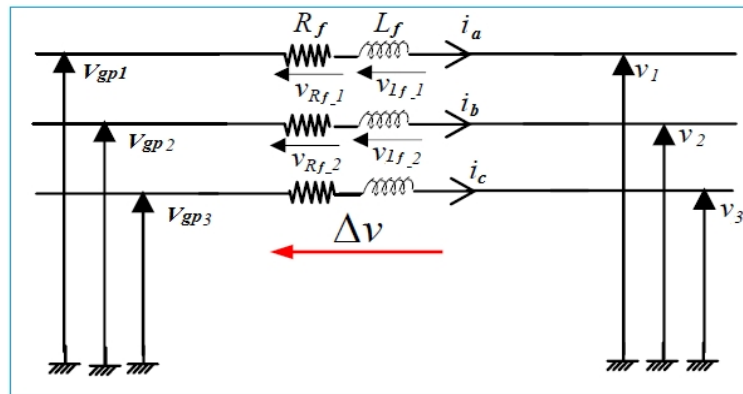


Figure IV.9. Schéma électrique du filtre.

le modèle du circuit équivalent triphasé peut être exprimé par :

$$\begin{bmatrix} V_{gp123} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} i_{abc} \end{bmatrix} + L_f \frac{d \begin{bmatrix} i_{abc} \end{bmatrix}}{dt} + \begin{bmatrix} V_{123} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.15})$$

Dans la partie suivante, on va étudier le gisement éolien en Adrar qui nous oriente vers une estimation de comportement réel du système de production de l'énergie électrique par la turbine éolienne (Gamesa G52) installée en Kaberten et détaillée dans le 2^{ème} chapitre.

IV.3. Application sur une éolienne installée en Adrar (Kaberten)

IV.3.1. Etude de gisement éolien en Adrar

L'Algérie possède un potentiel éolien considérable surtout en Adrar, pour cette raison, l'énergie éolienne présente une très bonne solution pour les applications de production d'électricité et l'irrigation dans les zones arides.

1) Potentiel éolien d'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), [59], [60], [61], figures (IV.10) et (IV.11).

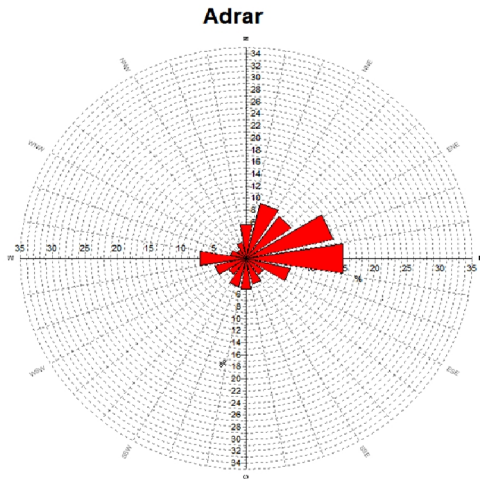


Figure IV.10. La rose du vent d'Adrar, [61].

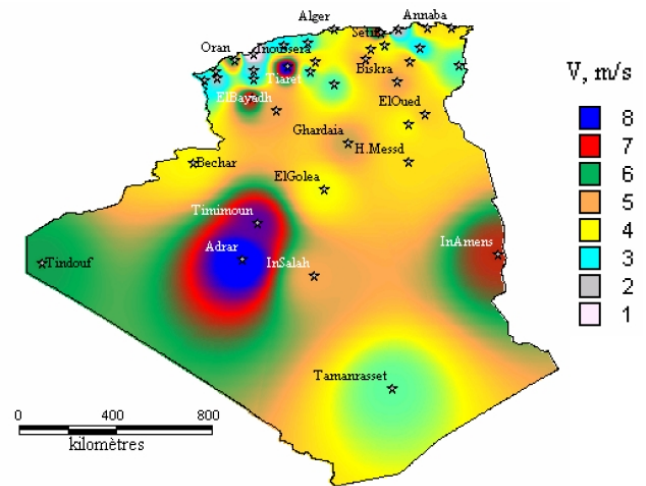
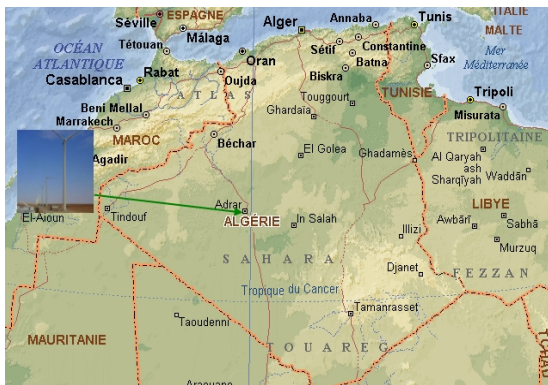


Figure IV.11. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 50m du sol (m/s) en Algérie, [9].

Les données du vent de la région d'Adrar classent cette dernière comme la première présentant le meilleur potentiel du vent en Algérie, [62]. En effet, l'Algérie s'engage dans la voie de promotion et exploitation de l'énergie éolienne ainsi que plusieurs actions sont proposées pour les mettre en place, en particule la zone d'Adrar et précisément Kaberten (72km au nord le Willaya d'Adrar, ses coordonnées géographiques : 28°27' 7.28" N 0°02' 59.08" W), ou la réalisation de la première ferme éolienne en Algérie. Elle se trouve à une altitude d'environ (263 m) à proximité d'une ligne électrique afin de raccorder le parc et réduire les coûts de production d'électricité. Ce parc éolien a une capacité de 10 MW, avec une surface de 30 hectares, il est constitué de 12 turbines éolienne, type Gamesa G52 de 0.85MW chacune, ces éoliennes sont à rotor tripale de 52 m de diamètre, un GADA fonctionne à vitesse variable avec un régulateur pitch. Ce projet a été retenu par la compagnie (SKTM), filiale du groupe SONELGAZ, [8], [59], [60], [63], figure (IV.12):



(a) Situation de Kaberten (Adrar)

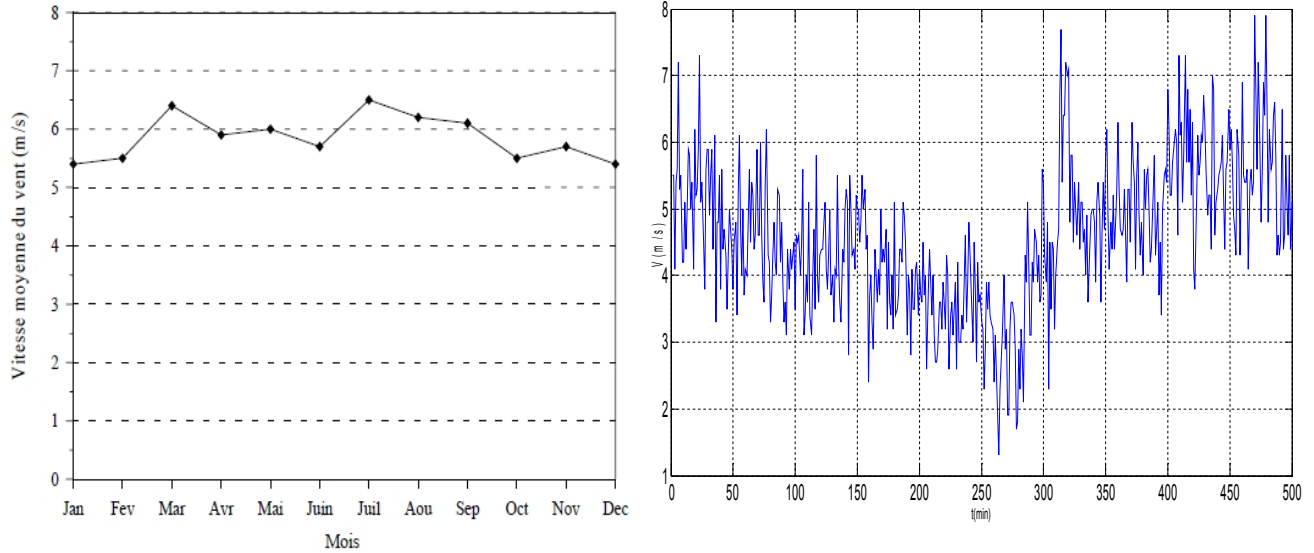


(b) Turbine Gamesa G52-850kW

Figure IV.12. Station éolienne de Kaberten Adrar.

L'étude du potentiel éolien d'Adrar est basée sur les vitesses horaires du vent de la période (2003-2008) mesurées à une hauteur de 10 mètres par la station de mesure appelé l'Office National de la Météorologie (ONM), [60].

Les mesures des vitesses du vent ont permis de tracer les courbes suivantes, [62]:



(a) Vitesses moyennes annuelle du vent du site d'Adrar, [64]

(b) Vitesses du vent mesurée au 30 Janvier 2014 (Adrar), [62]

Figure IV.13. Vitesse du vent en Adrar.

On remarque que la vitesse moyenne annuelle du vent est environ (5.93 m/s), [64].

Notons que les vitesses du vent réel mesurée au 30 Janvier 2014, est à une température moyenne (15°C) pour avoir la même densité d'air ($\rho=1.225\text{Kg/m}^3$) indiquée dans les caractéristique de (Gamesa G-52) [63], [65], et valider une bonne comparaison, (équation. II.4), (figure. IV.14), (voire l'annexe):

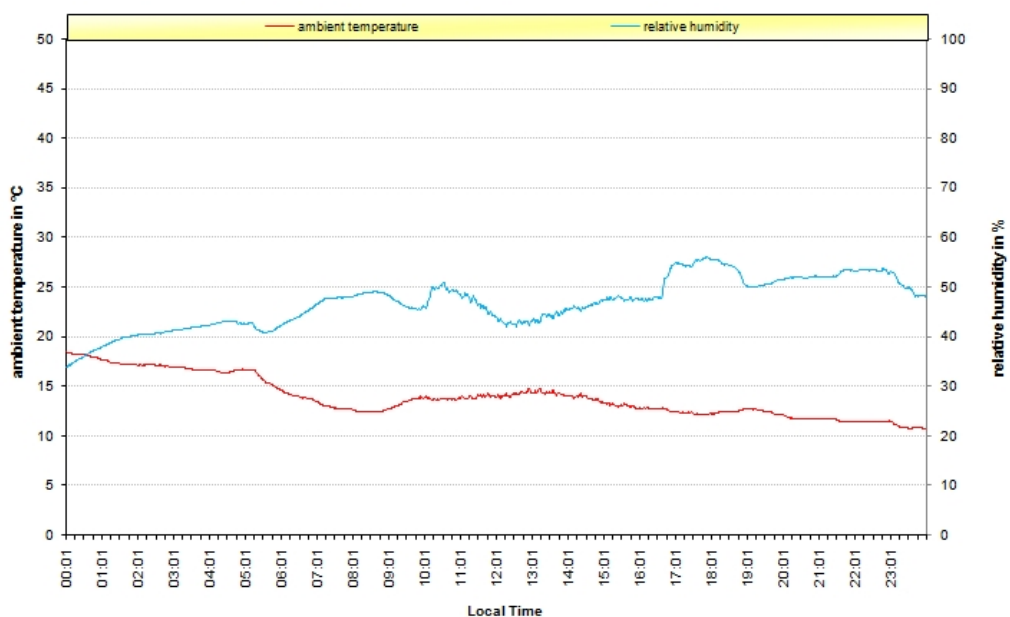


Figure IV.14. Température mesurée au 30 Janvier 2014 en Adrar, [62].

La vitesse du vent mesurée au 30 Janvier 2014 est à une hauteur de 10 mètres, alors que l'hauteur de (Gamesa G52) est (55m); pour avoir les vitesses du vent à l'hauteur de Gamesa on utilise la loi d'extrapolation verticale de la vitesse du vent suivante, [9], [65] :

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \tag{IV.16}$$

Où : V_1, V_2 sont les vitesses du vent à les hauteurs ($h_1=10m$) et ($h_2=55m$) respectivement. Z_0 est la rugosité du sol, en Adrar égale à 0.01, [9]
 En appliquant la formule (IV.16) on obtient la vitesse du vent à 55m ($V_2=6.9m/s$) correspondante à la vitesse ($V_1=5.53 m/s$). Donc on utilise un profil du vent instantané proche à cette valeur.

IV.3.2. Résultat de simulation de la turbine éolienne installée en Adrar

Après la validation de la turbine éolienne (Gamesa G52) (chapitre. II), la MADA (chapitre.III) et la commande de la chaine éolienne globale, ainsi que la valeur moyenne du vent estimée au 30Janvier 2014, le fonctionnement de la chaine éolienne complète (Gamesa G52) à base du GADA a été simulé, en utilisant le modèle de profil du vent variable de la figure (IV.15):

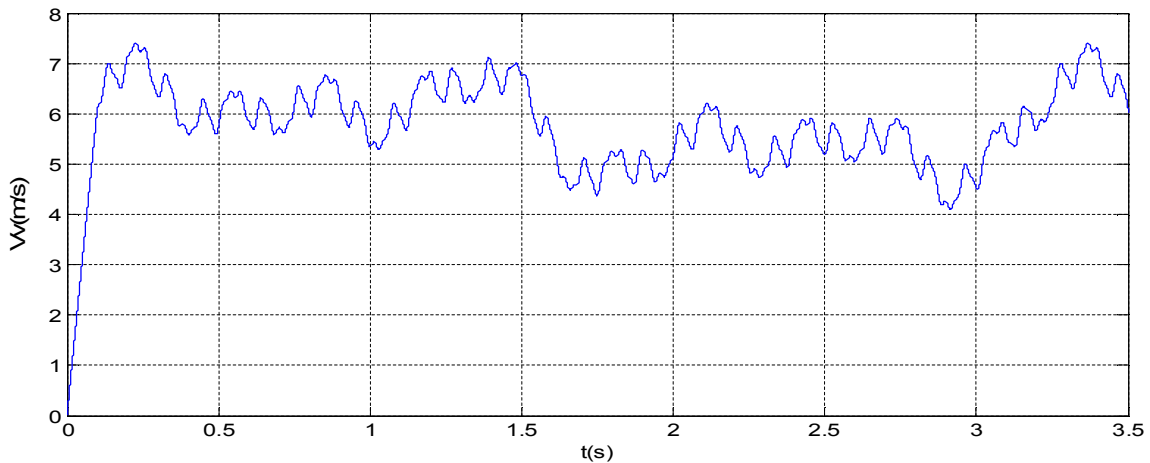
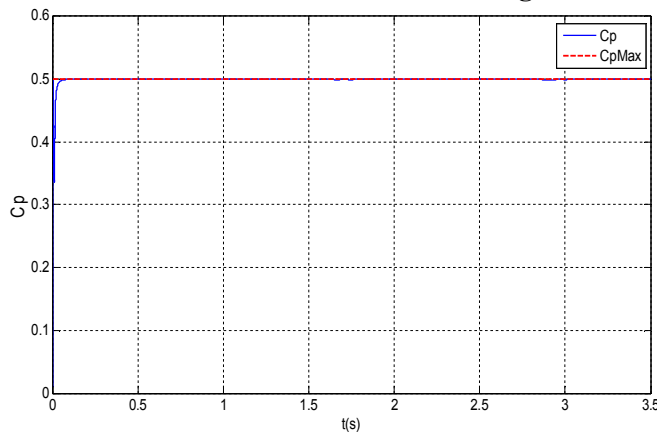
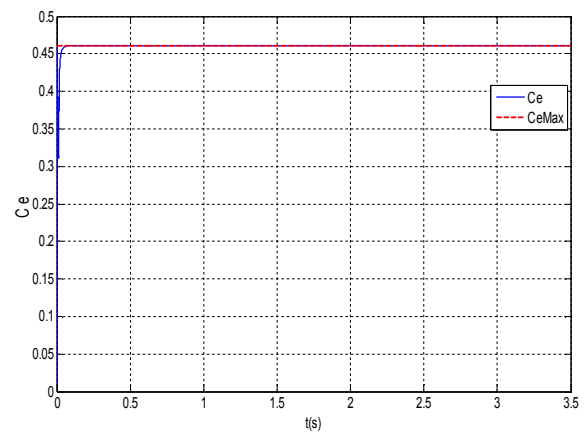


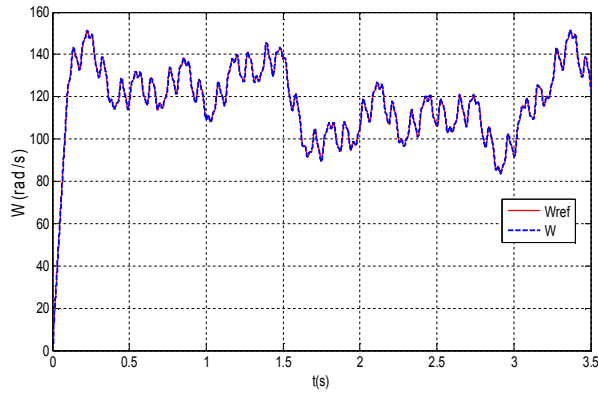
Figure IV.15. Profil du vent.



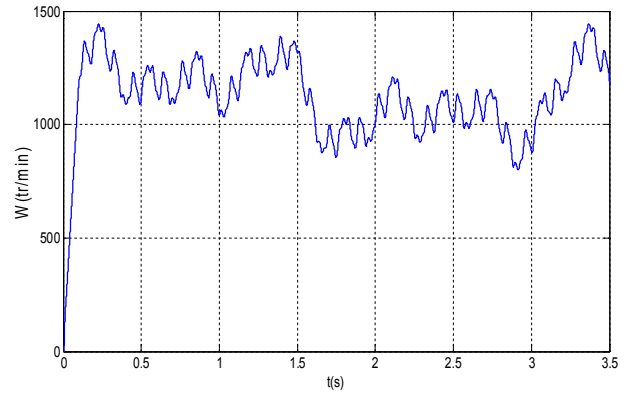
(a) Coefficient de puissance.



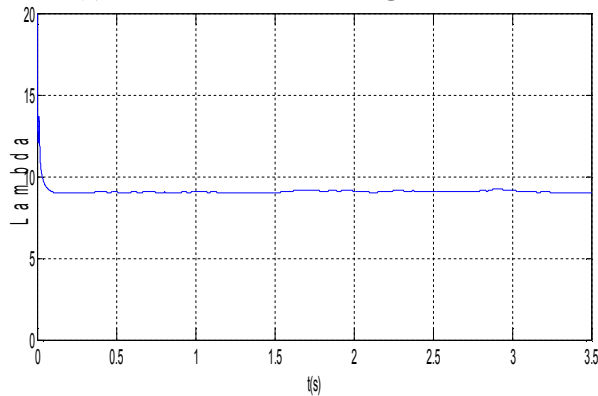
(b) Coefficient d'efficacité.



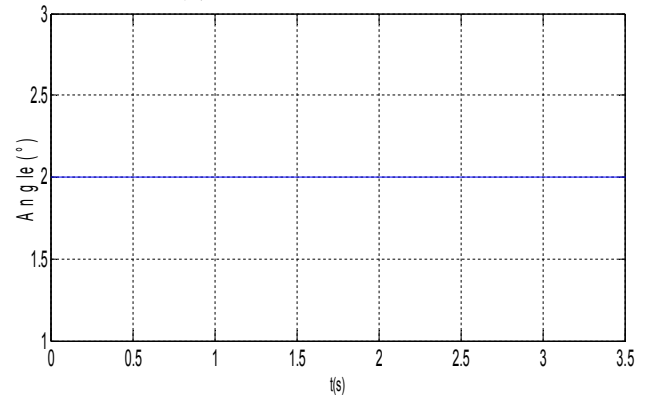
(c) Vitesse de rotation du générateur.



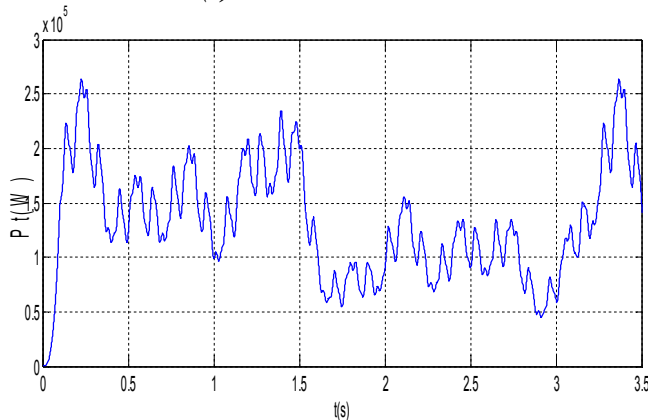
(d) Vitesse de rotation.



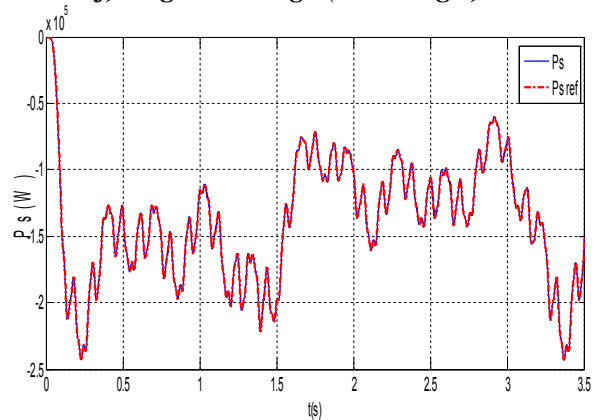
(e) Ration de vitesse.



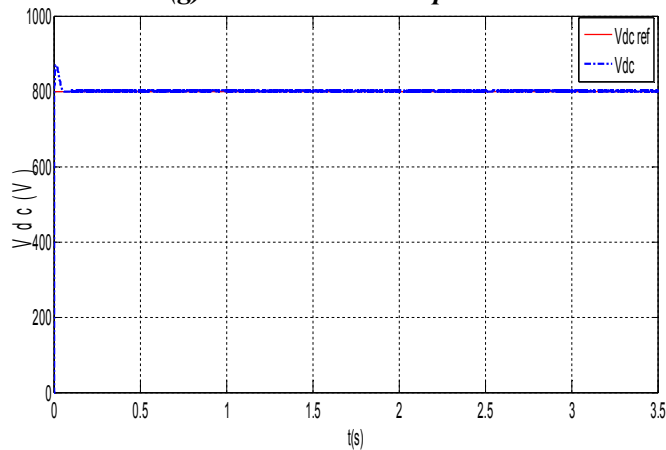
(f) Angle de calage (Pitch angle).



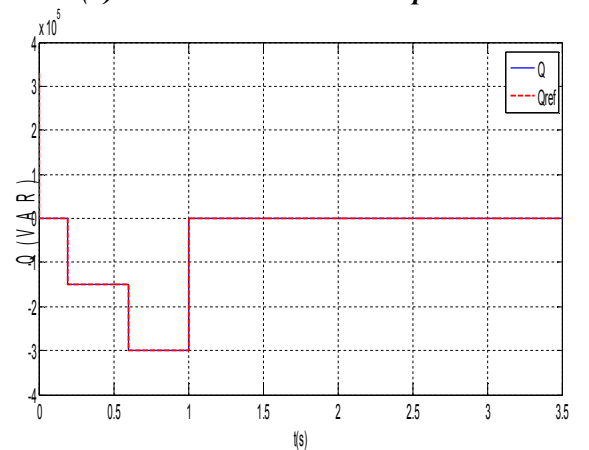
(g) Puissance mécanique.



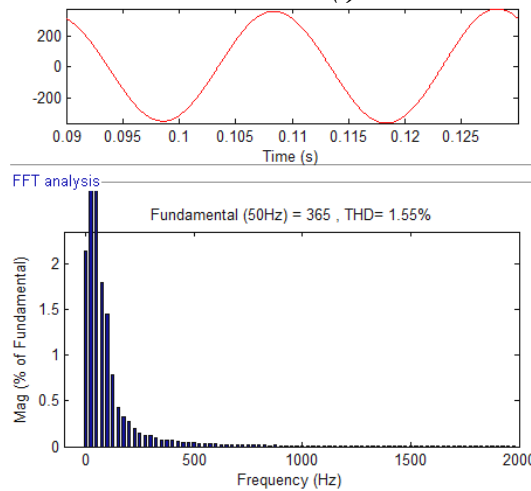
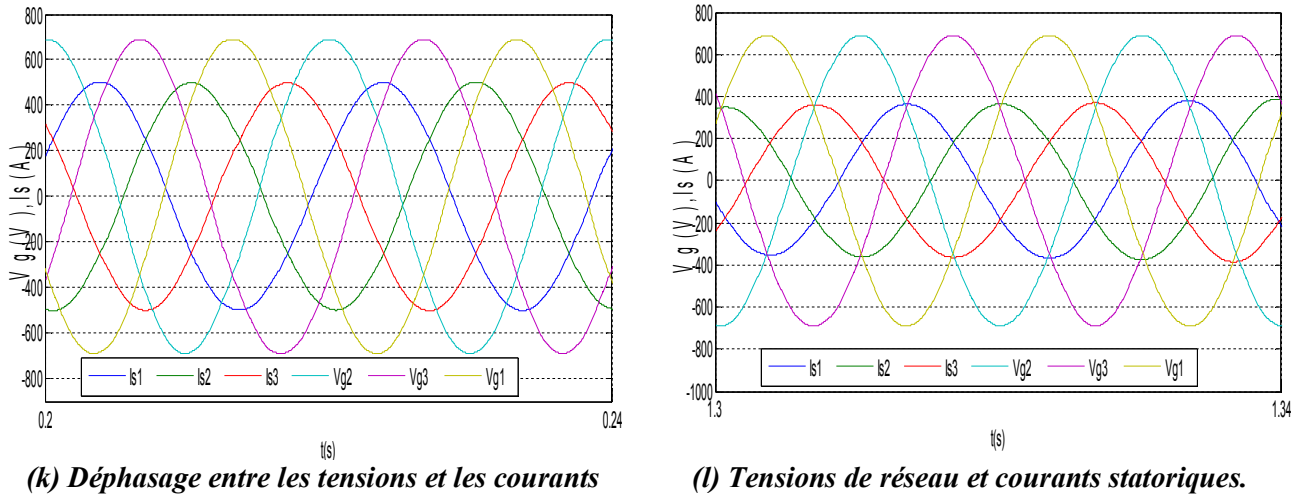
(h) Puissance active statorique.



(i) Tension du bus continu.



(j) Puissance réactive statorique.



(m)Analyse spectrale des courants injectés au réseau.

Figure IV.16. Variation des grandeurs le la chaîne éolienne.

A. Analyse des résultats:

La figure (IV.16) illustre la variation de différentes grandeurs de la chaîne éolienne correspondent au profil du vent appliqué.

On remarque que la vitesse du vent est inférieure à celle nominale, ce qui nécessite la maximisation de l'énergie extraite du vent, donc c'est la commande MPPT qui fonctionne, ce qui implique que l'angle d'orientation des pales reste constante à sa valeur minimale ($\beta_{min}=2$, figures (f)), les figures (a) et (b) montrent que les valeurs de coefficient de puissance et le coefficient d'efficacité sont bien ajustées à leurs valeurs maximales malgré les différentes variations de vitesse du vent, grâce à la bonne asservissement de la vitesse à celle de rotation optimale, par conséquent, une ration de vitesse optimale (Figures (c), (e)), ce qui implique que la puissance captée du vent est maximale.

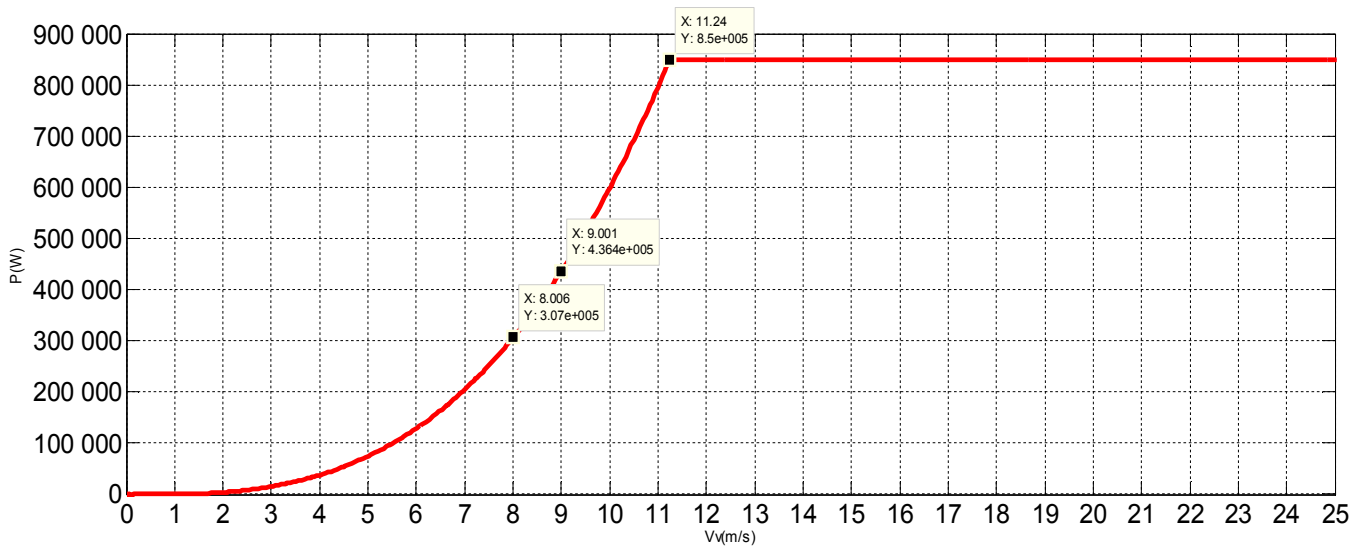
La vitesse de rotation est inférieure à celle de synchronisme, c'est le fonctionnement hypo-synchrone, donc le convertisseur (MLI.1) joue le rôle du redresseur, il a assuré une bonne régulation de tension du bus continu comme montre la figure (i). On observe que la puissance active injectés au réseau est totalement confondue avec sa valeur de référence, elle varie proportionnellement avec la variation de la vitesse du vent (pour $V= 7.4m/s$, $P_s=243kW$), et possède la même allure que la puissance de la turbine, (figures (g), (h)), tandis que la puissance réactive suit les valeurs de références appliquées (150KVAR à (t=0.19s), 300KVAR à (t=0.6s)) respectivement, puis elle reste

nulle à sa nouvelle valeur de référence à ($t=1s$) grâce à la commande appliquée sur l'onduleur, (figures (j)), donc le découplage est assuré, et par conséquent un bon fonctionnement de la commande vectorielle, en plus cette commande nous permet de contrôler le facteur de puissance en agissant sur la puissance réactive, ce qu'est montré sur les figures (k), (l). On remarque sur la figure (k) un déphasage entre les courants statoriques et les tensions du réseau correspond à la puissance réactive de référence (150KVAR), mais sur la figure (l) les tensions du réseau et les courants injectés sont en phase correspondant à la puissance réactive nulle dans cet intervalle, ce qui donne un facteur de puissance plus proche à l'unité. En addition, les courants injectés au réseau sont sinusoïdaux avec une très bonne qualité du facteur de distorsion (THD) confirmée sur la figure (m).

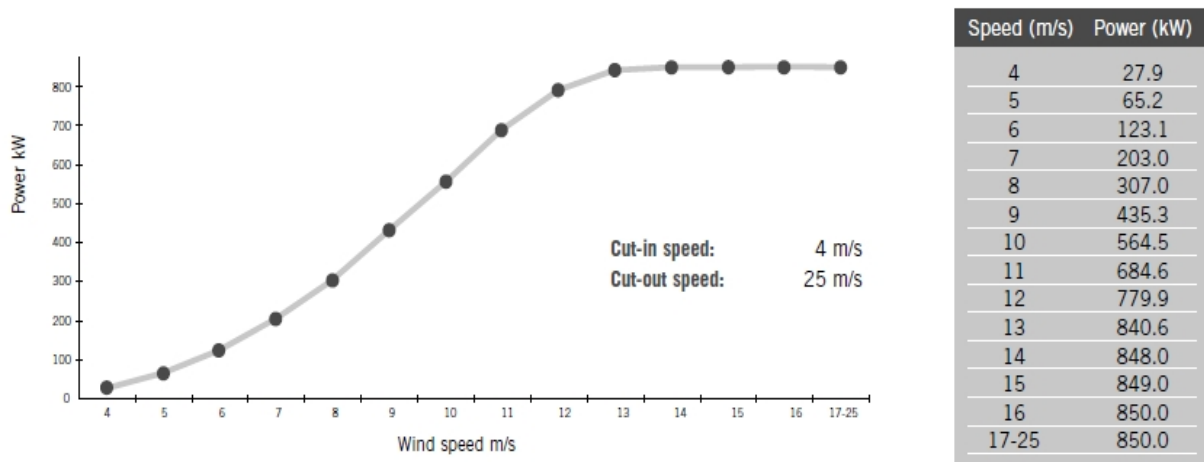
Les résultats des simulations obtenus sont satisfaisants en les comparant à celles trouvés dans la littérature, [50], [52], [54], [58], [66], [67], [68], [69].

A. Comparaison avec la turbine Gamesa G52-850kW

La figure (IV.17) illustre les caractéristiques (puissance-vitesse) de Gamesa G52 simulées et réelles



(a) Caractéristiques (puissance-vitesse) de Gamesa G52 simulées



(b) Caractéristiques (puissance-vitesse) de Gamesa G52 réelles (sans MPPT), [66].

Figure IV.17. Caractéristiques (puissance-vitesse) de Gamesa G52.

On remarque qu'une bonne approximation entre les deux courbes. On a la valeur maximale de coefficient d'efficacité ($C_{\text{emax}}=0.461$) de Gamesa G52 correspond à la vitesse du vent (8m/s) et à une puissance (307 kW) (voire l'annexe), ce qu'est confirmé sur le courbe des caractéristiques simulées (figure (a)). À la vitesse du vent (9m/s), la puissance égale (435.3 kW) dans la figure (b), alors que dans la figure (a) pour la même vitesse du vent la puissance est supérieure à la précédente et égale (436.4 kW), cet excès de puissance est justifié par le maintien du coefficient d'efficacité à sa valeur maximale par la commande MPPT, tandis que le coefficient d'efficacité de Gamesa G52 à cette vitesse diminue à (0.45), de même pour la vitesse (4 m/s), (voire l'annexe). Notons que la vitesse du vent nominale de Gamesa G52 (simulée) devient (11.2 m/s) au lieu de (16 m/s) grâce à la commande MPPT, ce qui ajoute un avantage d'obtention de la puissance électrique nominale malgré que la vitesse du vent est inférieure à celle indiquée dans les caractéristiques (figure(b), voire l'annexe), et la possibilité d'installer cette turbine même dans un site relativement moins venté que la vitesse (16m/s).

IV.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons élaboré les modèles mathématiques et les commandes appliquées sur les différents étages du système de conversion d'énergie éolienne (générateur asynchrone à double alimentation, redresseur commandé et l'onduleur et la liaison au réseau) jusqu'à l'injection au réseau. Le GADA a été commandé par la commande vectorielle pour imposer les puissances de références optimale de la commande MPPT de la turbine, afin d'extraire la puissance maximale du vent. Le redresseur (MLI.1) nous a permet de commander le bus de tension continue et l'échange d'énergie entre le rotor et le réseau. Ensuite, nous avons simulé sous le logiciel Matlab-Simulink, le modèle global de la chaine éolienne avec une approximation à la turbine installée en Kaberten (Adrar). 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 l'injection au réseau des courants de bonne qualité avec une possibilité de commander le facteur de puissance. Ces résultats ont été commentés et sont satisfaisants en les comparants à ceux trouvés dans la littérature citées. Enfin on a constaté que ce modèle est valable pour simuler le comportement de la turbine (Gamesa G52), ce qui nous donne la possibilité de faire des études et des améliorations sans détériorer la machine et les équipements.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Dans un contexte écologique, ce mémoire apporte une contribution au domaine des énergies renouvelables. Les différentes cartes de vitesses moyennes du vent montrent un apport considérable à l'évaluation des ressources énergétiques éoliennes de l'Algérie, surtout en Adrar où la ferme éolienne a été installée, ce qui n'orienterait pas vers l'étude de gisement éolien de ce site et vers une étude approfondie sur ces turbines éoliennes.

L'objectif réalisé dans ce travail est l'étude, modélisation et l'amélioration des performances de la chaîne éolienne installée en Kaberten (Adrar), ce qui nous permet d'effectuer des améliorations sur autres performances et la fiabilité du système ainsi que la réduction des frais d'entretien.

Dans le but de concevoir le principe de la production de l'énergie éolienne, un état de l'art des différentes configurations électriques utilisées dans le domaine de l'énergie éolienne ont été présentées. En suite, On a élaboré les modèles mathématiques des commandes appliquées sur les dispositifs du système de conversion d'énergie éolienne jusqu'à l'injection au réseau. Après avoir déduit les caractéristiques aérodynamiques principales de la turbine, on a modélisé la turbine éolienne en utilisant les mêmes paramètres de (Gamesa G52), puis les modélisations des différentes stratégies de contrôle utilisées à savoir la commande MPPT avec et sans asservissement de vitesse, la commande à vitesse constante, la commande de l'angle de calage ont été présentées en détail et validées par simulation. On a déduit 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 utilisée dans la suite du mémoire.

Afin de mieux comprendre le fonctionnement et les performances du générateur asynchrone à double alimentation dans la chaîne éolienne nous avons étudié et modélisé la (MADA) dans sa structure générale, avant d'arriver à un modèle définitif utilisée au cours de ce travail. Le modèle de la MADA a été validé par les résultats de simulation dans le but de vérifier que les courbes obtenues viennent confirmer la théorie. Comme les puissances active et réactive de la MADA sont couplées, un contrôle des puissances électriques est nécessaire. La commande vectorielle de la MADA a été détaillée dans le quatrième chapitre qu'a été assurée par l'intermédiaire du convertisseur statique (MLI_2) qu'on a modélisé et simulé dans le troisième chapitre. On a utilisé la même structure de l'aérogénérateur à vitesses variables installé en Kaberten ; 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 ou limiter la puissance selon la zone de fonctionnement de la turbine, alors que le deuxième est consacré au contrôle de la liaison au réseau, avec la régulation du bus continu. La liaison au réseau a été réalisée par un autre convertisseur contrôlé par (MLI_1) via un filtre de lissage et un transformateur. Un modèle équivalent du système complet a été développé dans le but d'analyser son comportement dynamique. En outre, nous avons simulé le modèle global de la chaîne en utilisant un profil du vent proche au profil réel mesuré après une extrapolation verticale de la vitesse du vent, afin d'observer l'influence de cette vitesse sur les différents grandeurs et les puissances produites. Les

performances des stratégies de régulation vectorielle, du bus continu et de contrôle de la puissance injectée au réseau ont été mises en évidence à travers les résultats de simulation obtenus. En fin, nous avons amélioré cette étude par une comparaison entre les résultats obtenus et ceux de la turbine (Gamesa G52) installée en Kaberten pour valider l'approximation entre le modèle construit et le système réel. On a trouvé une bonne approximation et les résultats sont très satisfaisant de ce model qui peut être utilisé pour effectuer des études et des testes sur les performances.

Pour la continuité des travaux réalisés, on peut proposer quelques perspectives qui peuvent améliorer les performances de la chaîne de conversion proposée :

- Réduire les hypothèses simplificatrices et introduire les pertes négligées dans cette étude.
- Développement d'un contrôle vectoriel sans capteur de vitesse
- Application des autres techniques de commande
- Interconnexion avec d'autres sources d'énergies renouvelables (photovoltaïques).

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] J. Debry ; ‘*énergie éolienne*’. Franklin Institute, 1985.
- [2] <http://www.energiezoom.com/article-21.htm>. (Oct 2015).
- [3] L. Hanzo; ‘*Power Conversion and Control of Wind Energy systems*’. Edition IEEE press, 2011.
- [4] A. Davigny; ‘Participation aux services système de formes d’éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d’énergie’. *Thèse de doctorat*, université des sciences et Technologies de Lille, France, 2007.
- [5] WWEA, ‘Rapport Mondial sur l’Energie Eolienne’. (Allemagne, 2011).
- [6] <http://fr.wikipedia.org/> (Mai 2015).
- [7] N. Kasbadji Merzouk ; ‘Quel avenir pour l’Énergie Éolienne en Algérie ?’. *Bul. Ene. Ren*, CDER, N°14, pp_6-7, 2008.
- [8] Z. TIR ; ‘Contribution à l’Etude d’un Aérogénérateur Asynchrone en Cascade’. *Mémoire de magister*, Université de Setif, Algeria, 2009.
- [9] 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.
- [10] S. Hassaine ; ‘Application des nouvelles techniques de commande de la machine synchrone à aimants permanents’. *Thèse de docteur en es-sciences*, Université d’Oran, Algeria, 2008.
- [11] F. Poitiers ; ‘Etude Et Commande De Génératrices Asynchrones Pour L’utilisation De L’énergie Eolienne’. *Thèse de doctorat*, Université de NANTES, France, 2003.
- [12] CH. Belfedal ; ‘Commande d’une machine asynchrone à double alimentation en vue de son application dans le domaine de l’énergie éolienne étude et expérimentation’. *Thèse de doctorat*, Université d’Oran, Algeria, 2007.
- [13] <http://www.windpower.org/fr/tour/design/horver.htm>. (mise à jour 30/12/2015).
- [14] www.rncan.gc.ca/penser (Eoliens autonomes, Guide de l’acheteur, Programme d’encouragement aux systèmes d’énergie renouvelables, Ressources naturelles Canada). (mise à jour 23/06/2015).
- [15] O. Gergaud; ‘Modélisation Energétique et Optimisation Economique d’un Système de Production Eolien et Photovoltaïque Couplé au Réseau et Associé à un Accumulateur’. *Thèse de doctorat*, Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2002.
- [16] <http://www.espace-eolien.fr/images/Wm750.gif>, (mise à jour 30/12/2015).
- [17] F. Merrahi ; ‘Alimentation et Commande d’une Machine Asynchrone à Double Alimentation (Application à l’énergie éolienne)’. *Mémoire de magister*, Ecole Nationale Polytechnique (ENP) d’Alger, 2007.
- [18] M. Mayouf; ‘Contribution à la modélisation de l’aérogénérateur synchrone a aiment permanent’. *Mémoire de magister*. Université de Batna, Algeria, 2008.
- [19] L. Khettache ; ‘Etude et Commande d’un Système Eolien à Base d’une Machine Electrique Double Alimentée’. *Mémoire de magister*, Université de Batna, Algeria, 2007.
- [20] N. Zioui ; ‘Conception, modélisation et commande d’une éolienne à axe vertical’. *Mémoire de magister*, ENP d’ Alger, Algeria, 2008.

-
- [21] N. Laverdure ; ‘ Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ’. *Thèses de doctorat*, ENS de Cachan, France, 2005.
- [22] S. EL Aimani ; ‘Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension ’. *Thèse de doctorat*, L2EP de l'école centrale de Lille, France, 2004.
- [23] H. Camblong ; ‘Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable ’. *Thèse de doctorat*, ÉNSAM France, 2003.
- [24] A. Abdelli ; ‘ Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive ’. *Thèse de doctorat*, INPT, France, 2007.
- [25] Hee-Sang Ko, Gi-Gab Yoon, Nam-Ho Kyung, Won-Pyo Hong; ‘ Modeling and control of DFIG-based variable-speed wind-turbine’. *Electric Power Systems Research*. vol 78, pp_1841-1849, 2008.
- [26] A. Mirecki ; ‘ Etude Comparative de Chaînes de Conversion d'Energie Dédiées à une Eolienne de Petite Puissance’. *Thèse de doctorat*, Institut National Polytechnique, Toulouse, France, 2005.
- [27] 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.
- [28] T. Wildi, G. Sybille; ‘*Electrotechnique*’. 4^{ème} édition, Presses de Canada, 2005.
- [29] V. Courtecuisse ; ‘ Supervision d'une centrale multi-source à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique ’. *Thèse de doctorat*, L'école Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, France, 2008.
- [30] D.H. Tran ; ‘ Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne « passive » : Analyse de robustesse, validation expérimentale’. *Thèse de doctorat*, L'Université de Toulouse, France, 2010.
- [31] Emna Mahersi, Adel Khedher, M.Faouzi Mimouni ; ‘ The Wind energy Conversion System Using PMSG Controlled by Vector Control and SMC Strategies’. *International Journal of Renewable Energy Research*, vol.3, no.1, pp_41-50, 2013.
- [32] C.G.Justus, J.L.Plazy; ‘ *Vent et performances des éoliennes* ’. Franklin Institute Press, SCM Paris, France, 1980.
- [33] Fernando D. Bianchi, Hernan De Battista, Ricardo J. Mantz; ‘*Wind Turbine Control Systems*’. Edition Springer, 2007.
- [34] Hélimax Énergie inc. ‘Rapport Météorologique (18 mois)’. Montréal, janvier 2007.
- [35] Abdelaziz ARBAOUI, ‘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.
- [36] **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.
- [37] 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.
- [38] **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, no.1, pp_31-44, 2013.
-

-
- [39] 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.
- [40] **Dahbi Abdeldjalil**, Hachemi Mabrouk, ‘Control of a Wind Turbine Based on PMSG and Connected to the Grid’, Publication in *International Review of Automatic Control (IREACO)*, vol 5, no. 5, pp_553-559, Septembre 2012.
- [41] R. Abdessemed, M. Kadjoudj ; ‘ *Modélisation des Machines Electriques*’. Presses de l’Université de Batna, Algeria, 1997.
- [42] Jean-Paul Louis ; ‘*Modélisation des Machines Electriques en vue de leur commande*’. Presses de LAVOISIER, France, 2004.
- [43] R. Abdessemed; ‘ *Modélisation et simulation des Machines Electriques*’. Presses de Ellipses, France, 2011.
- [44] Djeriri Youcef; ‘ Commande vectorielle d’une MADA intégrée à un système éolien’. *Mémoire de Magister*, Université Djillali Liabes de Sidi Bel-Abbès, Algérie, 2009.
- [45] **Dahbi Abdeldjalil**, Nasreddine Nait-said, Messaoud Hamouda, Arama Fatima Zohra , ‘ Analysis of Different Converters Used In Wind Energy Conversion System’. *IEEE Explorer*, 978-1-4799-7336-1/14, 2014.
- [46] G. Séguier, R. Bausière ; ‘*Les convertisseurs de l’électronique de puissance*’. La conversion continu-alternatif, tome 4, 2^{ème} édition, Lavosier TEC II DOC, France, 1992.
- [47] B. Nicolas; ‘Contribution à la commande des convertisseurs statiques’. *Thèse de doctorat*, INP de Toulouse, France, 1996.
- [48] S. Belakehal; ‘ Conception et Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables’. *Thèse de doctorat*, Université Mentouri, Constantine, Algeria, 2010.
- [49] 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.
- [50] B.Chitti Babu , K.B.Mohanty; ‘ Doubly-Fed Induction Generator for Variable Speed Wind Energy Conversion Systems- Modeling & Simulation’. *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, vol. 2, no. 1, pp_141-147, 2010.
- [51] Mohamed Benbouzid, BriceBeltran, YassineAmirat, GangYao, JingangHan, Hervé Mangel; ‘Second-order sliding mode control for DFIG-based wind turbines fault ride-through capability enhancement’. *ISA Transactions*, vol 53,pp_827–833, 2014.
- [52] Azzouz Tamaarat, Abdelhamid Benakcha ; ‘Performance of PI controller for control of active and reactive power in DFIG operating in a grid-connected variable speed wind energy conversion system’. *Front. Energy*, vol.8, no.3, pp_371–378, 2014
- [53] S. El Aïmani, B. François, B. Robyns ; ‘ Modélisation de générateurs éoliens à vitesse variable connectés à un bus continu commun ’. *Proc Forum International sur les Energies Renouvelables (FIER)*, Tétouan, Maroc, 2002.
- [54] F.Arama, B.Mazari, **A.Dahbi**, K.Roummani, M.Hamouda; ‘Artificial Intelligence control applied in wind energy conversion system’. *IEEE Explorer*, 978-1-4799-7336-1/14, 2014.
- [55] HAMANE Bekhada; ‘Controle Robuste d’aerogenerateur’. Ecole Normale Supérieure de l’Enseignement Technologique d’Oran, 2012.
- [56] DAVIDE Aguglia; ‘Conception globale des générateurs asynchrones à double alimentation pour éoliennes’. *Thèse de Doctorat*, Université Laval, Québec, Canada, 2010.
-

- [57] 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.
- [58] Youcef BEKAKRA, Djilani BEN ATTOUS ‘DFIG sliding mode control fed by back-to-back PWM converter with DC-link voltage control for variable speed wind turbine’. *Front. Energy*, vol.8,no.3,pp_345–354, 2014.
- [59] 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.
- [60] 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.
- [61] 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’, *1^{er} International Conférence en Energies Renouvelables et leurs Applications*, 17-18 Février 2014, Adrar.
- [62] l’Office National de la Météorologie. Adrar, 2015.
- [63] Sustainable Energy Developments; ‘Technical and Economic Feasibility Study’. Rapport New York, états-unis, 2013.
- [64] 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’Energétique*, SIGCLE’2010.
- [65] <http://wind-data.ch> (Mai 2015).
- [66] Polígono Industrial Agustinos, C/A s/n ; ‘GAMESA G52-850 KW’. Rapport, Espagne, 2007.
- [67] 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.
- [68] Jackson John Justo, Francis Mwasilu, Jin-Woo Jung; ‘Doubly-fed induction generator based wind turbines :A Comprehensive review of fault ride- through strategies’. *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol.45,pp_447–467, 2015.
- [69] **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, 2013.

Liste des sites web utilisés:

<http://www.energiezoom.com/article-21.htm>. (mise à jour: Oct 2015).

<http://fr.wikipedia.org/> (Mai 2015).

<http://www.windpower.org/fr/tour/design/horver.htm>. (30/12/2015).

www.rncan.gc.ca/penser (Eoliens autonomes, Guide de l’acheteur, Programme d’encouragement aux systèmes d’énergie renouvelables, Ressources naturelles Canada). (23/06/2015).

<http://www.espace-eolien.fr/images/Wm750.gif> , (30/12/2015).

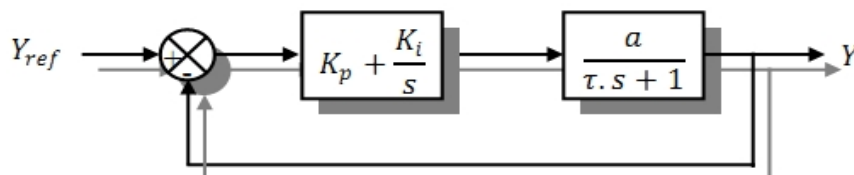
<http://wind-data.ch> (Mai 2015).

ANNEXE A- CALCUL ET SYNTHÈSE DES CORRECTEURS

Dans cette annexe, nous détaillons la conception d'un correcteur proportionnel intégral.

A.1. Les correcteurs (PI)

La figure (A.1) montre un système en boucle fermée corrigé par un régulateur (PI).



A.1 : 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 :

$$F_{OL}(S) = \left(\frac{K_i + K_p \cdot S}{S} \right) \cdot \left(\frac{1}{f + J \cdot S} \right) = \frac{K_i}{f} \left(\frac{1 + \left(\frac{K_p}{K_i} \right) \cdot S}{S} \right) \cdot \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{J}{f} \right) \cdot S} \right) \quad (\text{A.1})$$

- La fonction de transfert en boucle fermée :

$$F_{CL}(S) = \frac{F_{OL}(S)}{1 + F_{OL}(S)} \quad (\text{A.2})$$

A.1.1. 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 quelque performance :

- 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.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.1), On

applique la méthode de compensation de pôle (on compense le pôle du système avec le zéro du correcteur), en posant « $\frac{K_p}{K_i} = \frac{J}{f}$ », les fonctions de transfert en boucle ouverte et fermée seront :

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{OL}(S) = \left(\frac{K_i + K_p S}{S} \right) \cdot \left(\frac{1}{f + J S} \right) = \frac{K_i}{f S} \\ F_{CL}(S) = \frac{\frac{K_i}{f S}}{1 + \frac{K_i}{f S}} = \frac{K_i}{f S + K_i} = \frac{1}{1 + \left(\frac{f}{K_i} \right) S} \end{array} \right. \quad (A.3)$$

La constante de temps est : $\tau = \frac{f}{K_i}$, supposons que le temps de réponse ' t_r ' sera égale à « $t_r = 3 * \frac{f}{K_i}$ », les gains du régulateur 'PI' pour un temps de réponse donné seront calculés comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} t_r = 3 \cdot \frac{f}{K_i} \Rightarrow K_i = 3 \cdot \frac{f}{t_r} \\ \frac{K_p}{K_i} = \frac{J}{f} \Rightarrow K_p = 3 \cdot \frac{J}{t_r} \end{array} \right. \quad (A.4)$$

A.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, temps de réponse réduit par rapport à précédent. Dans ce cas les paramètres du régulateur « K_p et K_i » seront en fonction de deux grandeurs : le coefficient d'amortissement « ξ » et la pulsation propre « ω_n ». La constante de temps τ permet de régler la pulsation naturelle et donc le temps de réponse convenable.

Les fonctions de transfert en boucle ouverte et fermée seront :

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{OL}(S) = \left(\frac{K_i + K_p S}{S} \right) \cdot \left(\frac{1}{f + J S} \right) = \frac{K_i + K_p S}{f S + J S^2} \\ F_{CL}(S) = \frac{K_i + K_p S}{J S^2 + (f + K_p) S + K_i} = \frac{\frac{K_i + K_p S}{J}}{S^2 + \frac{(f + K_p) S}{J} + \frac{K_i}{J}} \end{array} \right. \quad (A.5)$$

La fonction de transfert est alors identifiée à une fonction du second ordre donnée par :

$$F_{CL}(S) = \frac{a}{S^2 + (2 \cdot \xi \cdot \omega_n) S + \omega_n^2} \quad (A.6)$$

L'identification des gains du régulateur est obtenue en comparant les deux dénominateurs, donc

$$\left\{ \begin{array}{l} K_p = 2 \cdot \xi \cdot \omega_n \cdot J - f \\ K_i = J \cdot \omega_n^2 \end{array} \right. \quad (A.7)$$

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

<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)
	$R_r=26$	Rayon de l'éolienne (m)
	$G=61.74$	Gain du multiplicateur (Sans boîte de vitesse)
	3	Nombre des pales
<i>MADA</i>	$R_s=4.85$	Résistance statorique (Ω)
	$R_r=3.805$	Résistance rotorique (Ω)
	$L_s=0.274$	Inductance statorique (H)
	$L_r=0.274$	Inductance rotorique (H)
	$M=0.9$	Inductance de mutuelle (H)
	$p=2$	Nombre de paires de pôles
	$J=0.031$	Inertie du générateur ($Kg.m^2$)
	$f=0.008$	Coefficient de frottement
<i>Transformateur</i>	690/30000 (3 ~)	Tensions primaire et secondaire (V)
<i>Bus continu</i>	$V_{dc}=800$	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>	30000 (3 ~)	Valeur de la tension du réseau (V)
	50	Fréquence du réseau (Hz)

ملخص

إن دراسة كمون الرياح في الجزائر تبين صلاحية موارد طاقة الرياح خاصة في أدرار أين أنشئت حظيرة الرياح، ما يدفعنا إلى دراسة معمقة حول هذه العنفات الهوائية. الهدف المنشود في هذا العمل هو دراسة وتحسين كفاءة نظام الطاقة الهوائية المنشأة بكبرتن (أدرار) ليتمكننا من إجراء تحسينات على هذا النظام وكذا خفض تكاليف الصيانة. لقد قمنا بدراسة و تنميط التحكم و محاكاة كل نظام الطاقة الهوائية إلى غاية حقن الاستطاعة إلى الشبكة. بهدف تقوية أو حصر الاستطاعة، قمنا بإجراء عدة قوانين تحكم على التوربين وهي: تتبع نقطة الاستطاعة العظمى (ت ن ا ع) ، تحكم السرعة الثابتة، التحكم في زاوية ريشة المروحة. و من أجل فك الترابط بين الاستطاعتين الفعالة و الالفعالة قمنا بتطبيق التحكم الشعاعي على المولد اللامتزامن ذو التغذية المضاعفة (م ل ت م) بواسطة المحول ثلاثي الطور الذي يتحكم فيه ب(ت ع ن2)، بينما أنجزت الرابطة بالشبكة بواسطة المحول (ت ع ن1) عبر محول الطاقة و مرشح تنعيم. بعدها طبقنا محاكاة على نمط نظام الطاقة الهوائية المنجز واختبرنا صلاحيته بالمقارنة مع (Gamesa G52) باستعمال منحى للرياح مقرب لمنحى الريح الحقيقي المقاس بعد إجراء التقريب العمودي لسرعة الريح.

الكلمات المفتاحية: طاقة الريح- المولد اللامتزامن ذو التغذية المضاعفة (م ل ت م)- التنميط - تتبع نقطة الاستطاعة العظمى (ت ن ا ع)-المحولات- تعديل عرض النبضة (ت ع ن)-محاكاة.

Résumé :

L'étude de gisement éolien en Algérie montre l'évaluation des ressources énergétiques éoliennes surtout en Adrar ou la ferme éolienne a été installée, ce qui nous oriente vers une étude approfondie sur ces turbines éoliennes. L'objectif réalisé dans ce travail est d'étudier et améliorer les performances de l'éolienne installée en Kaberten (Adrar), afin de nous permet d'effectuer des améliorations sur la fiabilité du système ainsi que la réduction des frais d'entretien. On a étudié, modélisé, commandé et simulé toute la chaîne de conversion éolienne jusqu'à l'injection au réseau. Dans le but de maximiser ou limiter la puissance, différentes stratégies de contrôle sont appliquées sur la turbine éolienne, à savoir les commandes MPPT, la commande à vitesse constante, la commande de l'angle de calage. Afin d'éliminer le couplage entre les puissances active et réactive, la commande vectorielle a été appliquée sur la MADA qu'est assuré par l'intermédiaire du convertisseur statique (MLI_2), alors que la liaison au réseau est réalisée par un autre convertisseur contrôlé par (MLI_1) via un filtre de lissage et un transformateur. Le modèle global élaboré de la chaîne a été simulé et validé et comparé avec (Gamesa G52) en utilisant un profil du vent proche au profil réel mesuré après une extrapolation verticale de la vitesse du vent.

Mots Clés : *Energie éolienne – Générateur asynchrone à double alimentation (GADA)- Modélisation- MPPT – Convertisseur- Modulation de largeur d'impulsion (MLI)- simulation.*

Abstract:

The study of wind potential in Algeria shows the evaluation of the wind energy, especially in Adrar where the wind farm was installed, which directs us towards a deep study on these wind turbines. The objective achieved in this work is to study and to improve performances of the wind turbine installed in Kaberten (Adrar), in order to improve the reliability of the system as well as reduction of the maintenance costs. All the wind energy conversion system until the injection with the grid was studied, modeled, controlled and simulated. To maximize or of limit the power, various control strategies were applied on the wind turbine, namely the MPPT control, the constant speed control, pitch angle control. In order to eliminate the coupling between the active and reactivate power, the vector control was applied on DFIG which is ensured by means of the (PWM_2) converter, whereas the connection to the network was done by another converter controlled by (PWM_1) via a smoothing filter and a transformer. The hole elaborated model of the wind turbine system was simulated and validated and compared with (Gamesa G52) by using a wind profile close to the a real measured profile after doing a vertical extrapolation of the wind speed.

Key Words: *Wind energy- Doubye fed induction generator (DFIG)-Modelling- Maximum power point tracking (MPPT) – Converter- Pulse width modulation (PWM)-sumilink.*