

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUEES
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Électrotechnique

Spécialité : COMMANDE DES SYSTÈME ÉLECTRIQUE

THÈME

Compensation de la puissance réactive dans une ferme éolienne

Préparé par :
Mr. Mouden Mohammed

Devant le Jury :

Nom et prénoms	Grade	Qualité
M^r.NEGADI.K	MCA	Examineur
M^r KOULALI.M	MAA	Président
M^r BELFEDHAL.S	MCA	Encadreur

PROMOTION 2018 /2019

Remerciement

*Avant tout, nous remercions Dieu le tout puissant de nous avoir
Donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes
Ces années d'études et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.*

*Nous adressons nos vifs remerciements et notre profonde
reconnaissance à :*

*Mr : Seifeddine Belfedhalmaitre de conférence à l'université Ibn
Khaldoun de Tiaret, qui a encadré ce travail.*

*Nous tenons également à remercier les membres de jury pour
l'honneur*

Qu'ils nous font d'examiner ce mémoire.

*A travers ce mémoire, nous adressons notre reconnaissance à tous nos
Enseignants qui ont contribué à notre formation depuis la première
Classe de primaire jusqu'à aujourd'hui, ainsi qu'à tous nos amis qui
ont Contribué à la réalisation de notre travail.*

*Enfin, nous ne pouvons oublier nos chers parents, nos chers frères et
Sœurs, qui nous ont beaucoup aidés par leur compréhension, leurs
Sacrifices et leur patience sans lesquels ce travail n'aurait jamais vu
le jour.*

Dédicace

À mes chers parents

À mes chers frères et chères sœurs

À toute ma famille.

À tous mes amis.

Je dédie ce travail.

Mohammed

Liste des figures

Chapitre I : État de l'art sur les énergies éoliennes

Figure I.1 : Différent sources d'énergies renouvelable

Figure 1.2 : Schéma fonctionnel de l'énergie cinétique du vent pour le système de conversion de l'énergie électrique.

Figure I.3 : Applications des petites éoliennes.

Figure I.4 : Applications des grandes éoliennes (parcs éoliens)

Figure I.5 : Rotor de Savonius.

Figure I.6 : Rotor de Darrieus.

Figure I.7 : Les éoliennes à axe horizontal.

Figure I.8 : Schéma interne d'un aérogénérateur à axe horizontal.

Figure I.9 : Principaux organes du système de conversion éolien.

Figure I.10 : Différentes Techniques de Commande Eolienne.

Figure I.12 : Énergie éolienne au large cumulative mondiale installée de 1997 à 2014.

Figure I.13 : Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à 2 paires de pôles.

Figure I.14 : connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau.

Figure I.15 : éolienne connectée au réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs de puissance.

Figure I.16 : Schéma de la connexion au réseau de l'éolienne avec la MAS à double stator.

Figure I.17 : schéma de principe d'une machine asynchrone pilotée par le rotor.

Figure I.18 : MADA - structure Kramer

Figure I.19 : MADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée

Figure I.20 : Effet de la variation de la résistance rotorique sur le couple électromagnétique.

Figure I.21 : Structure de Scherbius avec cyclo convertisseur

Liste des figures

Figure I.22 : Machine asynchrone brushless connectée sur le réseau.

Chapitre II : Modélisation de la chaîne conversion éolienne :

Figure II.1 : Entrées – sorties du modèle de la voilure

Figure II. 2 : colonne d'air animée d'une vitesse v .

Figure II.3 : théorie de Betz : schéma de principe.

Figure II.4 : Vitesse de vent (v) et vitesse tangentielle de l'aube (Ωr).

Figure II. 5 : Coefficient aérodynamique en fonction du ratio de vitesse de la turbine λ .

Figure II. 6 : Modèle mécanique simplifié de la turbine.

Figure II.7 : turbine éolienne.

Figure II.8 : Schéma bloc du modèle des pales.

Figure II.9 : Schéma bloc du modèle du Multiplicateur de vitesse.

Figure II.10 : Organigramme de simulation de la turbine éolienne.

Figure II.11 : caractéristiques puissance, vitesse du vent et vitesse de rotation.

Figure II.12 : Caractéristiques vitesse de rotation, vitesse de vent.

Figure II.13 : Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation

Figure II.15 : Schéma bloc de l'asservissement en utilisant un régulateur PI.

Figure II.16 : Schéma bloc d'un régulateur IP

Figure II.17 : Modèle du profil de vent

Figure II.18 : variation du coefficient de Puissance C_p

Figure II.19 : Allure de la vitesse mécanique.

Figure II.20 : Zoom sur l'allure de la vitesse mécanique.

Figure II.21 : Allure de la vitesse mécanique.

Figure II.22 : Zoom sur l'allure de la vitesse mécanique

Liste des figures

Figure II.23 : Structure de rotor bobinée

Figure II.24 : Structure d'une machine asynchrone à double alimentation.

Figure II.25 : Les quatre modes de fonctionnement d'une MAD

Figure II.26 : Représentation spatiale de la MADA

Figure II.27 : Représentation des enroulements de la MADA

Figure II.28 : Transformation de park

Figure II.29 : Zoom de la tension statorique et rotorique sur deux périodes

Figure II.30 : La composante directe et en quadrature du flux statorique.

Figure II.31 : La composante directe et en quadrature du flux Rotorique

Figure II.32 : La composante directe et en quadrature du Courant Rotorique.

Figure II.33 : La composante directe et en quadrature du Courant Statorique.

Figure II.34 : La Vitesse Mécanique.

Figure II.35 : Le couple Electromagnétique

Figure II.36 : Vecteur courant et flux dans le système d'axe choisi

Figure II.37 : Modèle de la MADA pour le contrôle de puissances.

Figure II.38 : Schéma bloc de la commande directe.

Figure II.39 : Système régulé par un PI.

Figure II.40 : La puissance active et réactive statorique pour la commande vectorielle de la puissance

Figure II.41: Le flux statorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance

Figure II.42 : Le flux rotorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance

Liste des figures

Figure II.43 : courant statorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance

Figure II.44 : Le couple électromagnétique

Figure II.45 : Le convertisseur coté rotor de la MADA à modéliser

Figure II.46 : Principe de la MLI

Figure II.47 : Structure du système étudié.

Figure II.48 : Le dispositif de commande de la chaîne de conversion.

Figure II.49 : Le bus continu

Figure II.50 : Schéma du filtre.

Figure II.51 : Schéma de principe du contrôle de la liaison au réseau

Figure II.52 : (a) Le profil de vent ; (b) La puissance extraite du vent

Figure II.53 : La tension du bus continu

Figure II.54 : Puissance réactive fournie au réseau.

Chapitre III : Compensation de la puissance réactive d'une ferme

Figure III.1 : Principaux composants d'un système éolien.

Figure III.2 : Configuration du parc éolien.

Figure III.3 : Exemple de bilan de la puissance réactive d'une éolienne, du transformateur et des câbles associés.

Figure III.4 : Tan φ contractuel au niveau de poste de livraison.

Figure III.5 : Schéma bloc du contrôle des puissances active et réactive d'une ferme.

Figure III.6 : les profils du vent dans une ferme éolienne.

Figure III.7 : Un système simple avec une éolienne équivalente connectée à un réseau.

Figure III.8 : ligne électrique avec compensateur.

Liste des figures

Figure III.9 : Schéma de principe d'un système de conversion de l'énergie éolienne connecté à un réseau

Figure III.10 : la puissance Active de la ferme.

Figure III.11 : la puissance réactive dans une ferme.

Figure III.12 : La puissance Active de chaque éolienne.

Figure III.13 : La puissance Réactive de chaque éolienne.

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre I : État de l'art sur les énergies éoliennes :

Tableau I.1 : Classification des turbines éoliennes.

Tableau I.2 : Différentes types de machines.

Tableau I.3 : Comparaison entre l'éolien à vitesse fixe et variable.

Table des Matières

Introduction General01

Chapitre I : État de l'art sur les énergies éoliennes

I.1.Introduction04

I.2.L'énergie renouvelable.....04

I.3.L'énergie éolienne05

Généralités et historique.....06

I.3.2. Les différents types d'éoliennes.....08

I.3.2.1. Eolienne à axe vertical.....08

I.3.2.2. Eoliennes à axe horizontal.....09

I.3.3. Principaux composants des aérogénérateurs à axe horizontal.....10

I.4 Classification des éoliennes11

I.4.1 Classification des éoliennes selon le type de génératrice12

I.4.2. Classification des éoliennes selon leur vitesse13

I.5. Principe de fonctionnement d'une éolienne.....14

I.6. Classification des technologies énergétiques éoliennes.....15

I.6.1 Puissance électrique de sortie éolienne15

I.6.2 Régulation de puissance aérodynamique dans des conditions de vitesse de vent élevée.16

I.6.3 Alignement de l'arbre du générateur de vent par rapport au sol.....18

I.6.4 Type d'application pour alimenter la puissance de sortie électrique de la turbine.....19

I.6.5 Emplacement pour l'érection des éoliennes20

I.7. Classification des éoliennes selon leur vitesse :.....22

I.8. Etat de l'art sur la conversion électromécanique.....23

I.8.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone23

I.8.1.1 Machine asynchrone à cage d'écureuil23

I.8.1.2 Machine Asynchrone à Double Stator.....26

I.8.1.3 Machine Asynchrone à Double Alimentation type "rotor bobiné"27

I.9 Conclusion31

Chapitre II : Modélisation de la chaîne conversion éolienne

II. Introduction.....33

II.1 La turbine éolienne.....33

II.1.1 Conversion de l'énergie éolienne.....34

II.1.1.1 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.....34

II.1.1.2. Loi de Betz.....34

II.1.1.3. La vitesse spécifique de vitesse (Tip-Speed-Ratio).....	35
II.1.1.4. Coefficient de puissance.....	36
II.1.1.5 Coefficient de couple.....	37
II.1.1.6 Courbes caractéristiques des turbines éoliennes.....	37
II.1.2 Modélisation d'une turbine éolienne.....	38
II.1.2.1 Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine.....	38
II.1.2.2 Modèle du profil de vent.....	39
II.1.2.3 Modèle de la turbine.....	40
II.1.2.4 Modèle des pales.....	40
II.1.2.5 Modèle du multiplicateur de vitesse.....	40
II.1.2.6 Equation dynamique de l'arbre de transmission.....	41
II.1.3 Stratégies de commande de la turbine éolienne.....	42
II.1.3.1 Système de contrôle de l'aéroturbine.....	44
II.1.3.2 Méthodes de recherche du point maximum de puissance.....	44
II.1.3.3 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse.....	45
II.1.4 Système de régulation de la turbine éolienne.....	46
II.1.4.1 Calcul des paramètres du régulateur PI.....	46
II.1.4.2 Calcul des paramètres du régulateur IP.....	47
II.1.4.3 Résultats de simulation PI.....	48
II.2 La machine asynchrone à double alimentation.....	51
II.2.1 Description de la machine asynchrone à double alimentation.....	51
II.3 Mode de fonctionnement de la MADA	52
II.3.1 Domaine d'application de la MADA.....	54
II.3.2 Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation.....	54
II.3.3Hypothèses simplificatrices.....	55
II.3.4Equations électriques et équations mécaniques.....	56
II.3.5Equations Electriques de la machine.....	56
II.3.6. Equation magnétique.....	57
II.3.7. Equation mécanique.....	58
II.4. Application de la transformation de park.....	58
II.4.1. Modélisation de la machine asynchrone dans le repère de Park	59
II.4.2. Choix du référentiel.....	62
II.4.2.1. Référentiel lié au stator.....	62

II.4.2.2. Référentiel lié au rotor.....	63
II.4.2.3. Référentiel lié au champs tournant.....	63
II.4.3. Mise sous forme d'équations d'état.....	64
II.5. Simulations.....	65
II.5.1. Conditions de la simulation.....	65
II.5.2. Résultats obtenus.....	65
II.5.3. Interprétation.....	68
II.6 Commande vectorielle de la machine asynchrone à double alimentation.....	69
II.6.1 Stratégie de commande de la MADA.....	69
II.6.2. Principe de la commande vectorielle de la MADA.....	70
II.6.3 Variantes de la commande vectorielle.....	71
II.6.4. Procédé d'orientation du flux.....	71
II.6.5. Orientation du flux rotorique.....	72
II.6.6. Orientation du flux statorique.....	72
II.6.7.Orientation du flux magnétisant.....	72
II.6.8.Orientation du flux statorique.....	72
II.6.9.Relation entre le courant statorique et le courant rotorique.....	74
II.7.Expressions des puissances actives et réactive statorique.....	74
II.7.1.Relation entre tensions rotoriques et courant srotoriques.....	75
II.8Commande directe.....	77
II.9.Résultats de simulation et interprétations.....	79
II.10.Le convertisseur.....	82
II.10.1.Contrôle du convertisseur.....	85
II.11.Les avantages de la structure.....	86
II.12. Modèle complet du système de conversion éolien.....	87
II.13.Le convertisseur coté réseau.....	88
II.13.1 Le bus continu.....	88
II.13.2. Le filtre.....	89
II.13.3.Le nœud de connexion.....	91
II.13.4. Contrôle de la liaison au réseau.....	91
II.13.5.Réglage de la tension du bus continu.....	91
II.13.5.Contrôle des courants de filtre.....	91
II.14.Simulations.....	94

II.14.1. Conditions de la simulation.....	94
II.14.2. Résultats obtenus.....	94
II.14.3. Interprétations.....	95
II.15. Conclusion.....	96
<u>Chapitre III : compensation de la puissance réactive d'une ferme</u>	
III.1 Introduction.....	98
III.2. Systèmes éoliens modernes.....	98
III.2.1 Éoliennes modernes.....	98
III.2.2 Configurations de parcs éoliens.....	99
III.2.3. Développement de parcs éoliens offshore.....	100
III.2.4 Stratégie actuelle de gestion de puissance réactive d'un parc : Exemple du parc de sole de Moulin Vieux.....	101
III.1.2.1 Bilan de puissance active et réactive du parc.....	101
III.2.4.1. Contrôle de la puissance réactive du parc par réglage de $\tan \varphi$	102
III.3 Etat de l'art sur les algorithmes de supervision des puissances active et réactive dans une ferme éolienne.....	102
III.3.1 Les algorithmes de supervision basés sur des régulateurs Proportionnel Intégral P...103	
III.3.1.1 Algorithme pour le réglage du facteur de puissance de la ferme éolienne.....103	
III.3.1.2 Algorithme pour le réglage des puissances active et réactive de la ferme éolienn...103	
III.3.2. Algorithmes basés sur des fonctions objectives.....104	
III.3.3 Algorithme basé sur la distribution proportionnelle des références de puissances....104	
III.4 Optimisation du système électrique pour les parcs éoliens offshore.....105	
III.5. Exploitation et contrôle des parcs éoliens en réseau.....106	
III.5.1 Contrôle de la balance de puissance.....107	
III.5.2.1 Contrôle de tension par puissance réactive.....109	
III.5.2.3 Harmoniques.....110	
III.5.3 Turbines éoliennes dans les capacités transitoires du système d'alimentation transitoire- basse tension et soutien à la stabilité.....110	
III.5.4 Répartition des consignes de puissance réactive sur les différentes éoliennes.....111	
III.5.4.1 Asservissement de la puissance réactive.....111	
III.6 Conditions de simulation.....112	
III.7 Interprétation des résultats.....113	
III.8. Conclusions.....114	

Conclusion générale.....116

INTRODUCTION
GENERALE

Introduction Général

Le problème dans le monde entier est de répondre à la demande énergétique qui augmente sans cesse. L'augmentation rapide de l'activité industrielle dans les pays développés et l'investissement des entreprises dans les pays qui assurent un coût de production moins élevé a accru très rapidement la demande mondiale d'énergie.

L'énergie est devenue un élément fondamental à cause de nos différentes exigences en plusieurs termes domestiques et industriels. Ce qui nous incite à réfléchir toujours à de nouvelles techniques de production de cette énergie.

Cette source d'énergie présente l'avantage indéniable de l'absence de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques, mais le risque d'accident nucléaire, le traitement est l'enfouissement, des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les futures générations.

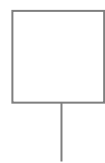
Le développement d'énergie éolienne représente un grand investissement dans le domaine de la recherche technologie. Ces systèmes qui produisent de l'énergie à partir du vent peuvent constituer une alternative technologique et économique aux différentes sources d'énergie épuisables. D'ailleurs, la croissance de l'industrie éolienne mondiale est de l'ordre de 30% par an depuis le Debus des années 2000 [2].

L'énergie éolienne a non seulement un impact économique dans le monde, mais aussi un grand objectif environnement et social. L'utilisation de cette énergie réduit les combustions des combustibles fossiles et des émissions conséquentes. Elle réduit également la dépendance des pays à la consommation du pétrole, en créant des emplois pour sa construction, son exploitation et son entretien.

Aujourd'hui, la plupart des projets éoliens à vitesse variable d'une puissance supérieure à 1 MW, utilisent la machine asynchrone à double alimentation (MADA) [3],[2],[4]. Le principal avantage de cette machine est la possibilité de contrôler les puissances générées autour d'un point de fonctionnement.

Dans le cadre de notre travail, nous allons étudier une ferme éolienne basée sur des générateurs asynchrones à double alimentation (MADA) partant de la commande à la supervision de la puissance réactive totale de la ferme. Ce mémoire est donc constitué d'une introduction générale, de trois chapitres et d'une conclusion générale.

Le premier chapitre est consacré à la description de l'énergie éolienne et des notions principales sur cette technologie, ou nous avons décrit la conversion d'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis nous nous sommes attachés à une étude plutôt descriptive de l'ensemble des composantes d'un système éolien et les différents type d'éoliennes (à axe

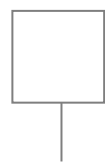


Introduction Général

verticale, horizontal). Après nous avons examiné les deux grandes familles d'éoliennes existantes, à savoir les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable et l'intérêt de ce dernier.

Dans le deuxième chapitre nous allons étudié la modélisation mathématique de la partie mécanique de l'éolienne, nous présentons la stratégie de la vitesse mécanique de la turbine éolienne pour maximiser la puissance extraite, zone d'extraction maximale de la puissance (MPPT), ensuite on présentera des généralités sur la MADA, ses applications, ses variantes de fonctionnement et ses avantages suivie par un état de l'art sur la conversion électromécanique à travers les différents types de génératrices utilisées et les convertisseurs qui leur associés. Ainsi la modélisation de la MADA est présente, sa mise en équations permettra de simuler son modèle dans le mode générateur, puis nous allons étudier la commande vectorielle en puissance active et réactive statoriques par l'orientation du flux statorique de la MADA basée sur le régulateur classique PI. Cette dernière va nous permettre le contrôle indépendant des puissances. Une commande avancée nommée Piflou[5], utilisée pour contrôler la MADA alimentée à flux statorique orienté afin de régler la puissance active et réactive du système, d'autre part on va aborder la modélisation les convertisseurs à deux niveaux (onduleur-redresseur) qui permettent l'échange d'énergie entre le rotor de la machine et le réseau. A la fin de cette chapitre on va étudié la modélisation d'une chaine de conversion éolienne basée sur une machine asynchrone à double alimentation et constitué d'un redresseur contrôle par la technique de MLI, et un bus continu, l'ensemble est relié au réseau via un onduleur à MLI, et un filtre. On aura donc, une cascade basée sur deux convertisseurs à deuxniveaux.

Dans le dernier chapitre abordera la supervision et la gestion de puissance réactive dans une ferme éolienne. Dans cette optique, plusieurs algorithmes de supervision de ces puissances seront analysés et discutés en se focalisant sur un algorithme basé sur des régulateurs PI et plus particulièrement l'algorithme de réglage de puissances active et réactive. Celui-ci assure le Dispatching des consignes de puissances active et réactive de la ferme sur les Eoliennes en égalité. Enfin, ce travail sera terminé par une conclusion générale et quelques perspectives de recherche envisages.



Chapitre I
État de l'art sur
les énergies
éoliennes

I.1.Introduction

Les énergies renouvelables se révèlent aujourd'hui, comme de production d'électricité vitales, obtenues à partir des gisements inépuisables telle que, Le soleil, le vent, la chaleur de terre, les chutes d'eau ou encore les marées.

Une énergie renouvelable est une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'homme.

Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le Soleil (rayonnement), mais aussi la Lune (marée) et la Terre (énergie géothermique).

Soulignons que le caractère renouvelable d'une énergie dépend non seulement de la vitesse à laquelle la source se régénère, mais aussi de la vitesse à laquelle elle est consommée [1].

Une éolienne est une machine utilisant la force motrice du vent. Cette force peut être utilisée mécaniquement (dans le cas d'une éolienne de pompage), ou pour produire de l'électricité (dans le cas d'un aérogénérateur).

On parle de parc éolien ou de ferme éolienne pour décrire des unités groupées pour la production de l'énergie électrique. Ces unités peuvent être installées en terre ou mer [2].

I.2.L'énergie renouvelable

Une énergie renouvelable est une énergie que nous ne pouvons utiliser à l'infini. Les énergies renouvelables sont issues de sources naturelles:

- Le vent (les éoliennes) ;
- Le soleil (les panneaux photovoltaïques et les panneaux solaires) ;
- L'eau (l'hydraulique) ;
- La végétation (la biomasse) ;

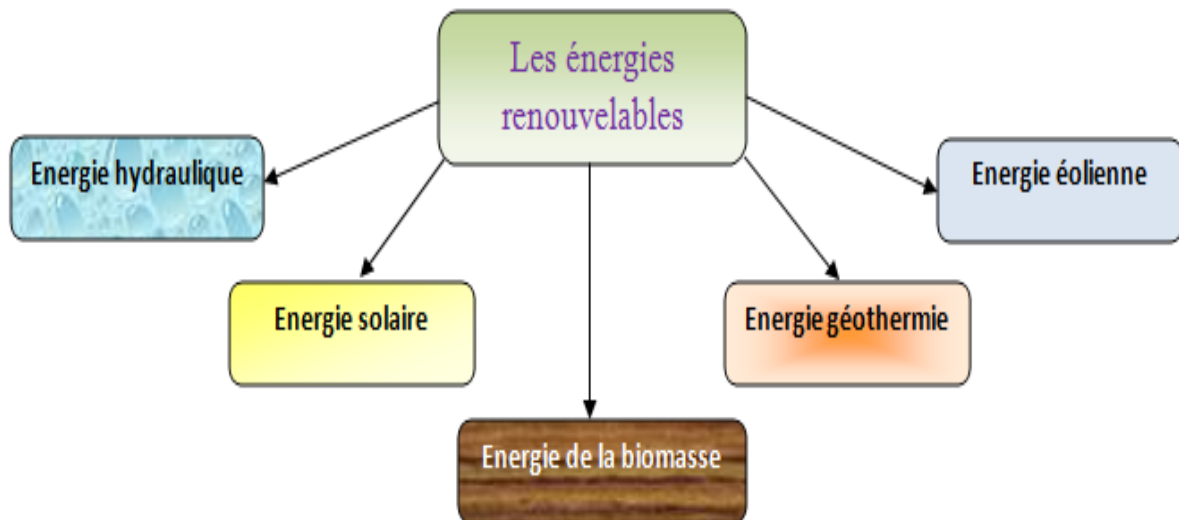


Figure I.1 : Différent sources d'énergies renouvelable

I.3.L'énergie éolienne

Un aérogénérateur, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice figure I-2.L'énergie éolienne est une énergie « renouvelable » non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée).

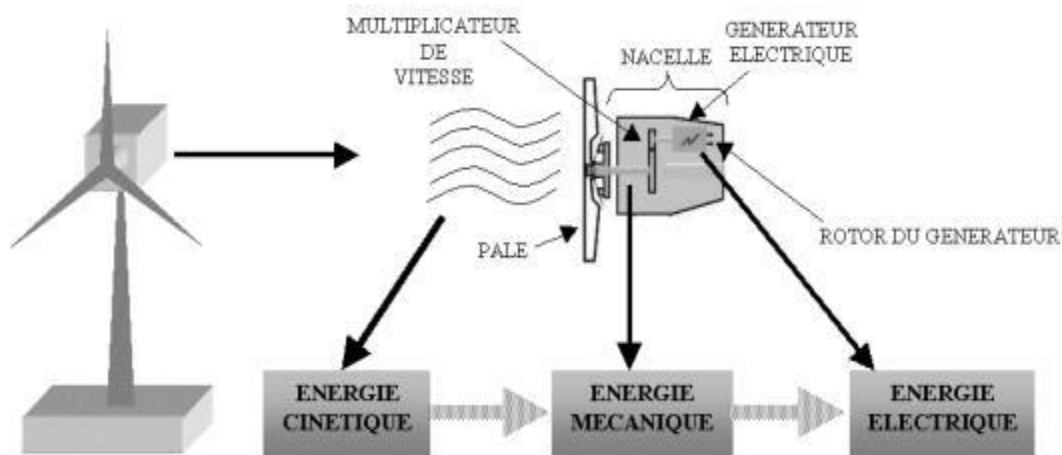


Figure 1.2 :Schéma fonctionnel de l'énergie cinétique du vent pour le système de conversion de l'énergie électrique.

De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 100m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [3].

I.3.1. Généralités et historique

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau.

Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2000 ans avant J.-C environ Hammourabi, Fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C.

En Europe, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition au début du Moyen Age. Utilisés tout d'abord pour moudre le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés. L'arrivée de l'électricité donne l'idée à Poul La Cour en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pût être « redécouverte » et de nouveau utilisée (dans les années 40 au Danemark 1300 éoliennes).

Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations éoliennes dans le monde [4].

a) Les petites éoliennes

Sur l'ensemble de la gamme, le petit éolien ou éolien individuel, désigne les éoliennes de petites et moyennes puissances réparties en trois gammes :

- Micro-éoliennes : gamme de puissance nominale de 20 W à 500 W.

- Mini-éoliennes : gamme de puissance nominale de 500 W à 1 kW.
- Petites éoliennes : de 1 kW à 100 kW.

Ces éoliennes sont installées à des hauteurs de 10 à 35 mètres, raccordées ou non au réseau. Le petit éolien est utilisé pour produire de l'électricité et alimenter des appareils électriques de manière économique et durable, principalement en milieu rural.

Les applications vont du tourisme de plaisance (camping-cars, bateaux,...) à l'électrification de sites isolés, distants du réseau, de même qu'au traitement de l'eau (pompage, dessalement) pour des unités de petites puissances.

Ces applications représentent un marché non négligeable appelé à se développer figure I-3.



Figure I.3 : Applications des petites éoliennes.

b) Les grandes éoliennes

La grande éolienne est celle qu'elle est installée pour produire l'électricité avec des grandes puissances puisque on peut aller vers une puissance supérieure à 5MW mais certainement avec des éoliennes très grandes de rayon peut aller plus que 100m.

D'une manière générale on les installe dans des parcs peut être en terre ou en mer figure I-4.

Ces éoliennes sont montées avec un système de régulation de la fréquence et après ça avec le réseau.



Figure I.4 : Applications des grandes éoliennes (parcs éoliens)

I.3.2. Les différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles, celles à axe vertical et celles à axe horizontal.

I.3.2.1. Eolienne à axe vertical

Ils ont tiré leur nom de la disposition verticale de l'arbre. Elles ont été les premières structures utilisées pour la production de l'énergie électrique. Plusieurs prototypes ont vu le jour, mais seulement deux ont atteint l'étape d'industrialisation.

- Rotor de Savonius : Basé sur le principe de traînée différentielle qui stipule qu'un couple moteur peut être obtenu par une pression différente exercée par le vent sur les parties concaves et convexes de la structure.

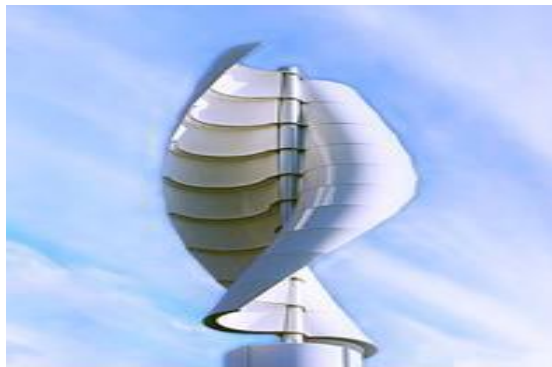


Figure I.5 : Rotor de Savonius.

- Rotor de Darrieus : Ou éoliennes à variation cyclique d'incidence. Basées, sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensité variables selon l'orientation de ce profil. La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif.



Figure I.6 : Rotor de Darrieus.

Les principaux avantages des éoliennes à axe vertical sont les suivants :

- Accessibilité de la génératrice et du multiplicateur mis directement au sol, ce qui facilite la maintenance et l'entretien.
- Le non nécessité d'un système d'orientation du rotor car le vent peut faire tourner la structure quel que soit sa direction.

Cependant elles ont comme inconvénients les points suivants:

- Faible rendement et fluctuations importantes de puissance.
- Occupation importante du terrain pour les puissances élevées.
- Faible vitesse du vent à proximité du sol.

I.3.2.2.Éoliennes à axe horizontal

Ils sont de loin les structures les plus répandus dans le monde grâce à une faible emprise au niveau du sol et une meilleure efficacité énergétique, en effet ces éoliennes peuvent atteindre des hauteurs très importantes où l'impact du relief sur la vitesse du vent est minimal.

Nous orienterons par la suite notre étude que sur ce type d'aérogénérateurs. Les aérogénérateurs à axe horizontale utilisés généralement pour la production de l'énergie électrique sont à trois pales, mais il existe d'autres structures à une ou deux pales [5].



Figure I.7 : Les éoliennes à axe horizontal.

I.3.3. Principaux composants des aérogénérateurs à axe horizontal

Comme l'aérogénérateur à axe horizontal est le plus utilisé, on s'intéresse à la structure interne de cet aérogénérateur. Les trois principaux constituants d'un aérogénérateur à axe horizontal sont : La tour (mat), la nacelle et les pales qui sont supportées par le moyeu [6].

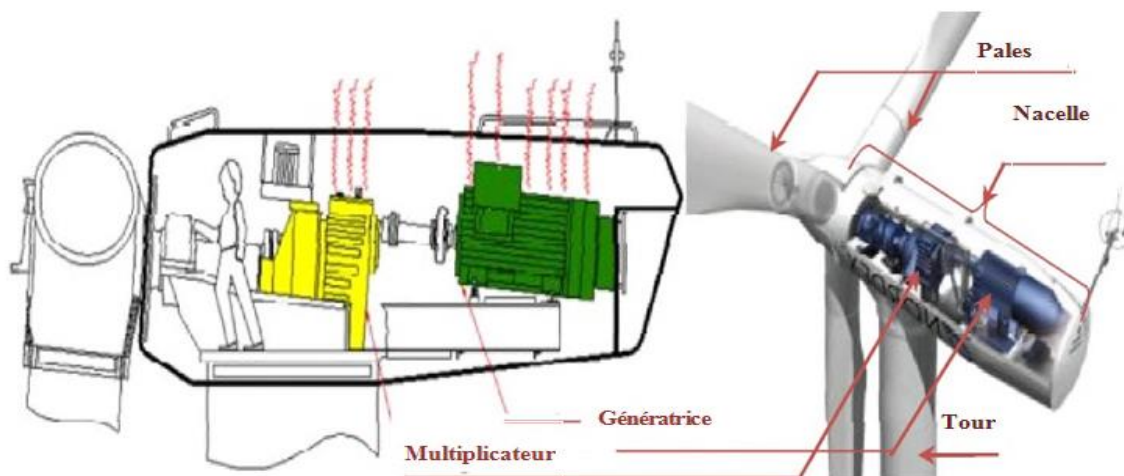


Figure I.8 : Schéma interne d'un aérogénérateur à axe horizontal.

- **La tour** : C'est un pylône qui supporte la nacelle et le rotor de l'éolienne. Généralement un tube en acier ou un treillis métallique, sa hauteur et son diamètre sont fonction de la puissance nominale de l'éolienne pour éviter les perturbations près du sol mais surtout pour permettre l'utilisation de pales plus longues. A l'intérieur, on trouve les câbles de transport de l'énergie électrique, les éléments de contrôle, l'appareillage de connexion au réseau de distribution et l'échelle d'accès à la nacelle.
- **Les pales** : Leur rôle est de capter la puissance du vent et la transférer au rotor. Dans la plupart des aérogénérateurs Leur nombre est de trois, car ce nombre procure un bon compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien en plus de la stabilité. Ces pales sont fixées par le biais d'un moyeu.
- **La nacelle** : Située en haut du mat, c'est le cœur de l'éolienne. Elle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler la turbine éolienne à la génératrice électrique. Les principaux composants des aérogénérateurs à axe horizontal sont généralement classés en trois catégories :
 - **Composants mécaniques**: Comprend les pales du rotor, le moyeu du rotor, les roulements du rotor, l'arbre principal, le frein mécanique, la boîte de vitesses, les entraînements de tangage, les unités de mesure du vent, la nacelle, la tour, les fondations, le système d'échange thermique et l'échelle.
 - **Composants électriques** :Comprend l'éolienne, le convertisseur électronique de puissance ainsi que les filtres harmoniques côté générateur et côté grille, le transformateur élévateur, les câbles d'alimentation, le point de collecte du parc éolien et l'appareillage de commutation.
 - **Composants de contrôle** :Comprend les systèmes de contrôle mécaniques et électriques.

I.4 Classification des éoliennes

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées.

Échelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	moins de 40KW
Moyenne	12 m à 45 m	de 40 KW à 1 MW
Grande	46 m et plus	1 MW et plus

Tableau I.1 : Classification des turbines éoliennes.

I.4.1 Classification des éoliennes selon le type de génératrice

Un générateur électrique est un dispositif permettant de produire de l'énergie électrique à partir d'une autre forme d'énergie. Donc il existe différents types de génératrices.

On les classe généralement en deux catégories, les génératrices synchrones et asynchrones.

Le tableau suivant montre les avantages et inconvénients des différentes machines.

M. asynchrone (à cage)	Avantages	Inconvénients
	Faible cout	Puissance extraite non optimisé
	Machine robuste	Maintenance de boite de vitesse
	Fiabilité de l'électronique de puissance	Pas de contrôle de l'énergie réactive et la magnétisation de la machine imposée par le réseau
M. asynchrone (MADA)	Machine robuste	Maintenance de boite de vitesse
	Fonctionnement a vitesse variable	Prix de l'électronique de puissance
	Puissance extraite optimisée	Puissance extraite optimisée
	Machine standard	Contact glissant bagues balais
M. synchrone (MSAP)	Très bon rendement	Coût élevé (à cause du prix des aimants)
	Fonctionnement a vitesse variable sur toute la plage de vitesse	Prix de l'électronique de puissance
	Puissance extraite optimisée pour les vents faibles	Beaucoup plus chair et moins robuste

Tableau I.2 : Différente type des machines.

I.4.2. Classification des éoliennes selon leur vitesse

Il y a deux types d'éoliennes raccordées aux réseaux électriques :

Les éoliennes à vitesse fixe constituées d'une machine asynchrone à cage d'écureuil et les éoliennes à vitesse variable constituées d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) ou d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP).

Ces dernières sont principalement installées afin d'augmenter la puissance extraite du vent ainsi que pour leurs capacités de réglage [7].

Fonctionnement à vitesse fixe	Fonctionnement à vitesse variable
<ul style="list-style-type: none"> • Simplicité du système électrique • Plus grande fiabilité. • Faible probabilité d'entrée en résonance. • Fonctionnement a vitesse variable $\pm 30\%$ de vitesse. • Moins cher. 	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation du rendement énergétique. • Réduction des oscillations du couple. • Réduction des efforts subis par le train de puissance. • Génération d'une puissance d'une meilleure qualité.

Tableau I.3 : Comparaison entre l'éolien a vitesse fixe et variable.

a) **Eoliennes à vitesse fixe** : Elles sont les premières à avoir été développé. Dans cette technologie, la génératrice asynchrone à cage est directement couplée au réseau sans convertisseur de puissance. Sa vitesse mécanique est fonction de la fréquence du réseau et du nombre de pair de pole. Les avantages et les inconvénients des éoliennes à vitesse fixe peuvent se résumer dans les points suivants :

- Un système électrique plus simple.
- Une plus grande fiabilité.
- L'absence de système électronique de commande.
- Un cout moins cher.

b) **Eoliennes à vitesse variable** : Malgré sa simplicité, le système de fonctionnement à vitesse fixe peut être bruyant, à cause de la modification des caractéristiques aérodynamiques dues à l'orientation des pales. De plus, il limite la plage de vitesses de vent exploitable. Ces deux principaux inconvénients peuvent, en grande partie, être levés

grâce à un fonctionnement à vitesse variable qui permet alors de maximiser la puissance extraite du vent [8].

Mais dans ce cas, l'utilisation de convertisseur à base d'électronique de puissance entre la génératrice et le réseau est nécessaire [9]. Cette dernière est généralement constituée de deux convertisseurs (un redresseur et un onduleur) connectés par l'intermédiaire d'un étage à tension continue [10]. Parmi les avantages de cette configuration nous avons :

- Simplicité du système d'orientation des pales.
- Réduction des efforts mécaniques.
- Augmentation de la plage de fonctionnement.

I.5. Principe de fonctionnement d'une éolienne

Sous l'effet du vent, le rotor tourne. Dans la nacelle, l'arbre principal entraîne un alternateur qui produit l'électricité. La vitesse de rotation du rotor (de 12 à 15 tr/min) doit être augmentée par un multiplicateur de vitesse jusqu'à environ 1500 tr/min, vitesse nécessaire au bon fonctionnement de l'alternateur. Des convertisseurs électroniques de puissance ajustent la fréquence du courant produit par l'éolienne à celle du réseau électrique auquel elle est raccordée 50 Hz, tout en permettant au rotor de l'éolienne de tourner à vitesse variable en fonction du vent.

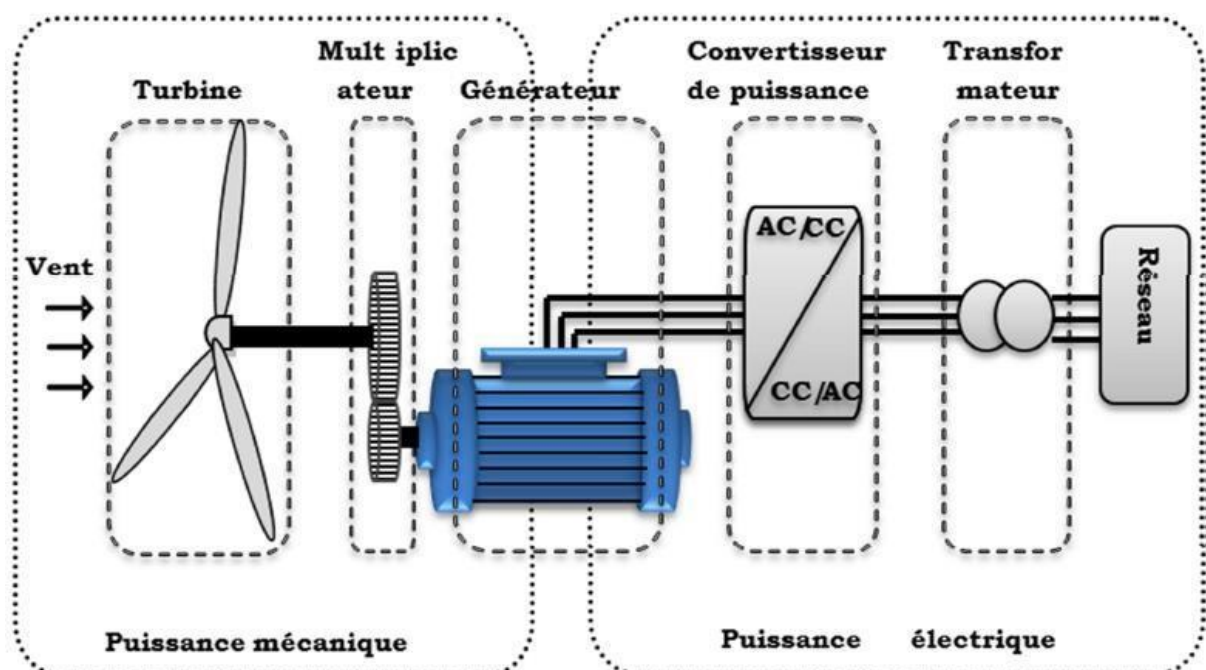


Figure I.9 : Principaux organes du système de conversion éolien.

La tension produite par l'alternateur, de l'ordre de 600 à 1000V, est ensuite élevée à travers un transformateur de puissance, situé dans la nacelle ou à l'intérieur du mât, jusqu'à un niveau de 20 ou 30KV. Ce niveau de tension permet de véhiculer l'électricité produite par chacune des éoliennes jusqu'au point de raccordement au réseau électrique public. La tension réduite par la centrale peut alors être de nouveau transformée, en fonction du niveau de tension de raccordement de la centrale au réseau public.

Pour pouvoir démarrer, une éolienne a besoin d'une vitesse de vent minimale, de l'ordre de 10 à 15 km/h. Et au-delà de 90 km/h, les turbines s'arrêtent de tourner. Tout d'abord, la fréquence d'occurrence des vents d'une vitesse supérieure à 90 km/h est généralement faible (< 1%), et si les éoliennes fonctionnaient dans ces conditions, elles subiraient des efforts importants qui entraîneraient une usure prématurée de leurs équipements.

Compte tenu du fonctionnement par vent fort, les ingénieurs préfèrent, dans ces conditions, stopper les machines et attendre le retour de vents plus modérés et plus réguliers.

Si les éoliennes ne fonctionnent pas au-delà d'une vitesse de vent de 90 km/h, leurs fondations n'en sont pas moins conçues pour résister à des vents beaucoup plus importants.

La puissance d'une éolienne classique est de 1 à 1,5 MW, mais les éoliennes de la nouvelle génération atteignent 2 à 3 MW et des modèles de 5 MW sont d'ores et déjà testés par les constructeurs [11].

I.6. Classification des technologies énergétiques éoliennes

Dans l'industrie actuelle de l'énergie éolienne, les technologies éolienne majeures sont classées selon divers critères / facteurs. Les facteurs de classification les plus importants sont les suivants :

I.6.1 Puissance électrique de sortie éolienne

Selon la puissance nominale de puissance de sortie électrique, les éoliennes sont classées en trois grandes catégories :

- Turbines de faible puissance (<30 kW): Ces turbines sont principalement utilisées pour le chargement de batteries dans des zones reculées et la production d'électricité par les ménages.

- Turbines de puissance moyenne (30 à 300 kW): Ces turbines sont utilisées dans la production décentralisée (DG) en conjonction avec d'autres sources d'énergie renouvelables et des systèmes de stockage d'énergie pour répondre aux besoins en électricité des petites collectivités.

Turbines haute puissance (> 300 kW): Ces turbines sont principalement utilisées dans les parcs éoliens pour la production d'électricité en vrac

I.6.2 Régulation de puissance aérodynamique dans des conditions de vitesse de vent élevée

En théorie, les éoliennes peuvent produire plus de puissance que la valeur nominale lorsque la vitesse du vent est supérieure à sa valeur nominale. Cependant, pour garantir une fonction sûre et fiable et éviter la surcharge des aubes de turbine, la puissance de sortie mécanique de la turbine doit être limitée à sa valeur nominale dans des conditions de fort vent. Ce processus est généralement réalisé par le contrôle de la puissance aérodynamique, qui manipule le flux d'air sur les pales du rotor.

Trois méthodes de régulation de la puissance aérodynamique sont disponibles: décrochage passif, décrochage actif et contrôle du tangage [12]. Les caractéristiques de la limitation de la puissance de sortie mécanique par ces trois méthodes de contrôle sont illustrées à la Figure suivante

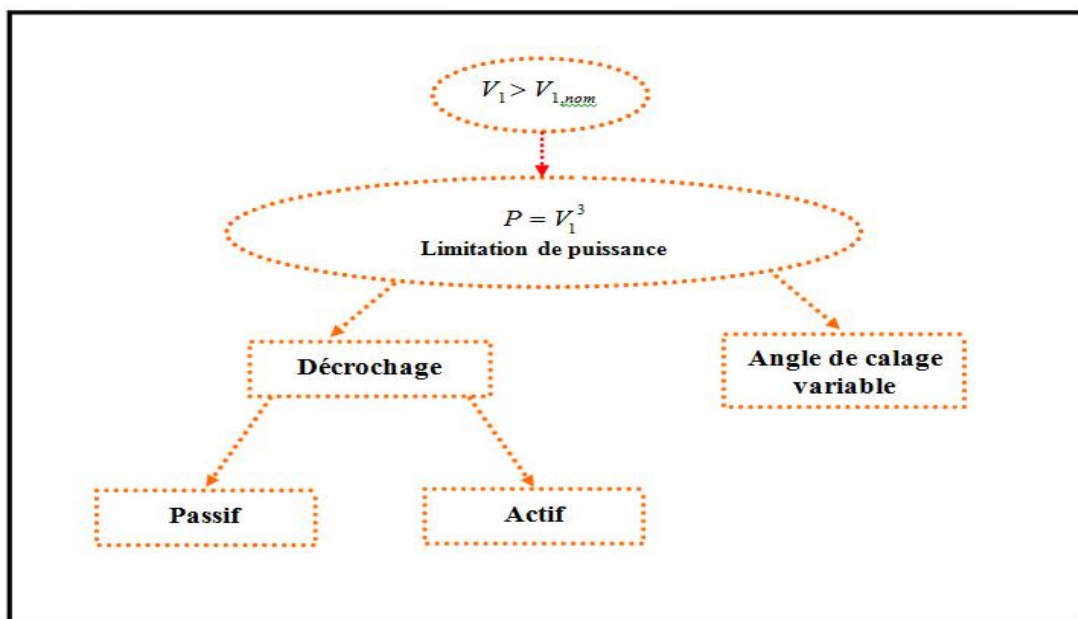


Figure 1.10 : Différentes Techniques de Commande Eolienne.

Le décrochage passif ou simplement le contrôle de décrochage est la méthode de régulation de puissance de première génération utilisée pour les éoliennes et est la méthode la plus simple parmi les trois classes. Cette approche n'utilise aucun capteur, contrôleur électronique ou actionneur, ce qui la rend moins coûteuse et robuste. Dans les turbines à calage fixe, les pales du rotor sont fermement fixées (boulonnées) au moyeu du rotor selon un angle fixe.

Lorsque la vitesse du vent augmente au-delà d'une certaine limite (par exemple, 15m /s), la turbulence créée sur la surface du rotor fait perdre la force de portance aux voilures, diminuant ainsi la puissance captée par le vent. La puissance de turbine dépasse la valeur nominale avec un dépassement à une certaine vitesse du vent. Le dépassement dans la puissance de turbine est une fonction indésirable

Lorsque la vitesse de vent augmente au-dessus de la valeur nominale, la puissance de la turbine diminue progressivement, ce qui conduit à une faible efficacité de conversion d'énergie. Le contrôle de décrochage passif est utilisé dans les petites et moyennes puissances.

Le contrôle de décrochage actif est une version avancée du contrôle de décrochage passif avec des pales de rotor réglables.

Lorsque la vitesse de vent augmente au-dessus de la valeur nominale, la puissance de la turbine est réduite en déplaçant (tangage) les lames dans le vent, provoquant ainsi une turbulence (mécanisme de décrochage) sur les lames.

Cette approche améliore l'efficacité de la conversion de l'énergie éolienne à des vitesses de vent faibles et garantit que la puissance ne dépasse pas la valeur nominale dans des conditions de vitesse de vent élevée. Cette méthode est employée dans les MT de puissance à moyenne élevée.

Dans les turbines à réglage de brai, les pales de rotor sont réglables semblables à des turbines de décrochage actif. Le mécanisme de commande de pas est assisté par un contrôleur électronique et les disques moteurs (ou hydraulique). Pendant la haute vitesse du vent, le dispositif de commande électronique envoie un signal de commande au moteur pour faire tourner les pales de rotor le long de l'axe longitudinal (tangage) de telle sorte que de l'angle d'attaque des lames est réduite. Procédé de calage actif fait tourner les pales « au vent » de créer un mécanisme de décrochage, tandis que le contrôle pas fait tourner les pales « hors

vent» La puissance de sortie mécanique est étroitement régulée par la commande de pas mis en évidence sur la figure I-11.

Ce contrôle fournit des réponses / actions plus rapides que le décrochage passif et des contrôles de décrochage actifs et est largement utilisé dans les hautes énergie éoliennes modernes [13]. Sauf indication contraire, la régulation de puissance aérodynamique par défaut utilisé dans ce livre est le contrôle de terrain.

I.6.3 Alignement de l'arbre du générateur de vent par rapport au sol

Dans l'industrie éolienne actuelle, deux types d'éoliennes sont disponibles en fonction de l'orientation de l'éolienne et de l'arbre de transmission par rapport au sol: les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal [14].

Les deux types d'éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie électrique mais ont des axes de rotation différents par rapport au sol.

Dans les éoliennes à axe vertical, l'arbre du générateur de vent est placé perpendiculairement au sol. Le rotor de la turbine est réalisé par des profils aérodynamiques courbés montés verticalement avec des conceptions différentes pour les formes de rotor. L'installation et la maintenance des éoliennes à axe vertical sont plus faciles que celles des éoliennes à axe horizontal car le générateur et la boîte de vitesses sont placés près du sol. Ainsi, l'orientation des lames éolienne n'est pas nécessaire.

L'arbre du rotor est généralement long et plus sujet aux vibrations mécaniques. Les pales de rotor sont soumises à des vitesses de vent inégales: forte en haut et faible en bas. L'efficacité de conversion de l'énergie éolienne est donc plus faible avec les éoliennes à axe vertical qu'avec les éoliennes à axe horizontal. La régulation de puissance aérodynamique des éoliennes à axe vertical est compliquée et inadaptée aux applications haute puissance.

Dans les éoliennes à axe horizontal, l'arbre du générateur de vent est placé horizontalement au sol. Les principaux composants mécaniques et électriques sont placés dans une nacelle, et la tour élève la hauteur de la nacelle pour laisser suffisamment d'espace pour faire tourner les lames.

Trois pales de rotor sont couramment utilisées dans les systèmes des éoliennes à axe horizontal commerciaux. Les pales du rotor sont soumises à de forts vents en raison de la

hauteur élevée; Ainsi, sont offrent une efficacité de conversion élevée en énergie éolienne. Le coût initial et le coût d'entretien des éoliennes à axe horizontal sont plus élevés que ceux des éoliennes à axe vertical parce que les aubes, la boîte de vitesses et le générateur du premier sont éloignés du sol. En outre, les éoliennes à axe horizontal ont une régulation de puissance aérodynamique plus facile et des vibrations mécaniques plus faibles que les éoliennes à axe vertical. Ils sont principalement utilisés dans les applications de moyenne et haute puissance.

I.6.4 Type d'application pour alimenter la puissance de sortie électrique de la turbine

Selon le type d'application pour alimenter la puissance de sortie électrique, les éoliennes sont classées en tant que systèmes autonomes et connectés au réseau. Autonome DG est une solution alternative pour les consommateurs d'énergie dans les endroits où l'expansion du réseau électrique est prohibitive et coûteuse. En autonome DG, charge pour fournir une électricité stable, sûre et fiable, les éoliennes sont utilisées en conjonction avec d'autres unités de production d'énergie telles que les centrales photovoltaïques, les mini /microcentrales hydroélectriques, la biomasse et des générateurs diesel, ainsi que des systèmes de stockage d'énergie (généralement des batteries) [15].

Les Basses tentaient de faible à moyenne puissance sont couramment utilisés dans des applications autonomes et ne représentent qu'une fraction de la capacité mondiale cumulée d'énergie éolienne installée.

Selon le type d'application pour alimenter la puissance de sortie électrique, les éoliennes sont classées comme des systèmes autonomes et connectés au réseau. Autonome DG est une solution alternative pour les consommateurs d'énergie dans des endroits où l'expansion du réseau électrique est prohibitive et coûteux. En DG autonome, la demande de charge varie en fonction du temps et de la puissance de sortie de la turbine par rapport à la vitesse du vent.

Pour fournir une électricité stable, sûre et fiable, les éoliennes sont utilisées conjointement avec d'autres unités de production d'énergie photovoltaïque. Les systèmes à faible consommation d'énergie moyenne sont généralement utilisés dans des applications autonomes et ne représentent qu'une fraction de la capacité cumulée globale d'énergie éolienne installée.

Les éoliennes de faible et moyenne puissance peuvent également être utilisées dans les DG connectés au réseau pour réduire la consommation d'électricité du réseau de distribution.

Lorsque l'électricité produite par l'éolienne dépasse les besoins du ménage ou de la communauté, l'électricité est vendue à l'entreprise sans utiliser de stockage d'énergie. En revanche, la majorité des terminaux commerciaux à haute puissance sont employés dans des applications connectées au réseau. L'énergie produite par les puissances élevées est directement injectée dans le réseau. La sortie des éoliennes est généralement inférieure à 1000V, mais elle est portée à quelques kV en utilisant un transformateur élévateur pour envoyer de l'énergie via des lignes de transmission.

La puissance du parc éolien est alimentée dans un réseau par des lignes de transmission de courant alternatif à haute tension (CVC) ou de courant continu à haute tension (CCHT). La puissance à fournir et la distance entre le parc éolien et le réseau de distribution à proximité sont deux facteurs cruciaux qui jouent un rôle important dans le choix entre la transmission HVAC et HVDC. La transmission CVC est favorable pour les parcs éoliens à petite échelle, situés à proximité du réseau de distribution.

Pour les puissances nominales et les distances supérieures à 400MW et 60km respectivement, la transmission HVDC est un excellent choix [16].

I.6.5 Emplacement pour l'érection des éoliennes

Un groupe d'éoliennes est souvent placé sur une zone étendue pour former un parc éolien et est relié à un réseau électrique national. Les fermes éoliennes peuvent être situées sur la terre ou dans la mer. Traditionnellement, les parcs éoliens à la terre ont été développés pour faciliter la construction, réduire les coûts initiaux et d'entretien, améliorer la proximité des lignes de transport et les pertes de transmission de faible puissance [12].

De nos jours, les parcs éoliens dans la mer attirent davantage l'attention car la production d'électricité peut être augmentée et stabilisée grâce à des vents forts et réguliers.

De plus, l'effet sur l'utilisation des terres et les paysages peut être réduit, le bruit audible et les impacts visuels peuvent être atténués, et l'opposition par le mouvement «Pas dans mon jardin» sera faible. Les coûts initiaux et d'entretien des parcs éoliens de la mer sont plus élevés que les parcs éoliens de la terre pour les mêmes niveaux de puissance car des fondations plus solides sont nécessaires et les connexions au réseau de la terre nécessitent des câbles sous-marins AC ou DC (enfouis profondément sous le plancher océanique).

La technologie de la mer est un autre moteur important de croissance. La capacité globale d'énergie éolienne en mer cumulée installée est présentée à la figure 1-12.

La capacité installée en mer a augmenté de façon exponentielle de 29 MW en 1997 à 8771MW en 2014 [13], [14].

En 2014, l'énergie éolienne de la mer représentait environ 2% des propositions de projets en mer et les tendances actuelles indiquent que d'ici 2020, ça capacité d'énergie atteindra 40 GW [15]. L'énergie éolienne projetée devrait fournir environ 4% de l'énergie de l'Union européenne, demande d'électricité.

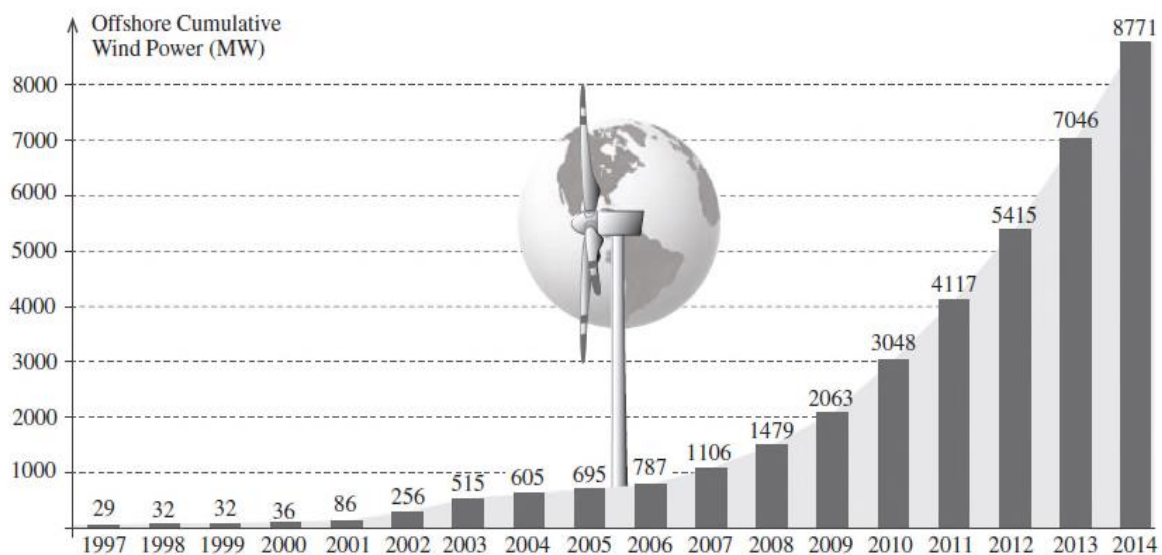


Figure 1.12 : Énergie éolienne au large cumulative mondiale installée de 1997 à 2014.

La plupart des projets en mer (près des trois quarts) sont situés dans des pays européens. Le Royaume-Uni, le Danemark, la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, la Suède, la Finlande et l'Irlande sont des acteurs clés de l'énergie éolienne dans la mer en Europe. Le plus grand parc éolien au large à ce jour est le London Raray avec une capacité installée de 630 MW. Les futurs parcs éoliens dans la mer sont proposés dans la gamme de 1200-2500 MW. Certains de ces projets comprennent les suivants : Blekinge Suède (2500MW), Corée du Sud (2500 MW) et Moray Firth, Royaume-Uni (1300 MW).

I.7. Classification des éoliennes selon leur vitesse :

Il y a deux types d'éoliennes raccordées aux réseaux électriques : les éoliennes à vitesse fixe constituées d'une machine asynchrone à cage d'écureuil et les éoliennes à vitesse variable constituées d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) ou d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP). Ces dernières (MADA et MSAP) sont principalement installées afin d'augmenter la puissance extraite du vent °° ainsi que pour leurs capacités de réglage.

• Concernant les éoliennes à vitesse fixe : Elles sont les premières à avoir été

Développé Dans cette technologie, la génératrice asynchrone à cage d'écureuil est directement couplée au réseau sans convertisseur de puissance. Sa vitesse mécanique est fonction de la fréquence du réseau et du nombre de pair de pole de la génératrice. Les avantages des éoliennes à vitesse fixe utilisant des machines asynchrones à cage d'écureuil peuvent se résumer dans les points suivants :

- S Système électrique simple.
- S Grande fiabilité.
- S Prix modéré

Leurs inconvénients majeurs résident en :

- Une puissance extraite non optimale : Ce type d'éoliennes n'offre quasiment pas de possibilité de réglage de la puissance générée.
- L'absence de gestion de l'énergie réactive par le générateur asynchrone : La Connexion directe au réseau électrique d'une génératrice asynchrone nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée.

• Concernant les éoliennes à vitesse variable : Malgré sa simplicité, le système

De fonctionnement à vitesse fixe peut être bruyant, à cause de la modification des caractéristiques aérodynamiques dues à l'orientation des pales. De plus, il limite la plage de vitesses de vent exploitable. Ces deux principaux inconvénients peuvent, en grande partie, être levés grâce à un fonctionnement à vitesse variable qui permet alors de maximiser la puissance extraite du vent. Mais dans ce cas, l'utilisation de convertisseur à base d'électronique de puissance entre la génératrice et le réseau est nécessaire. Cette dernière est

généralement constituée de deux convertisseurs (un redresseur et un onduleur) connectés par l'intermédiaire d'un étage à tension continue.

Parmi les avantages de cette configuration nous avons

- ✓ L'augmentation du rendement énergétique.
- ✓ La réduction des oscillations de couple (Réduction des efforts subis par le multiplicateur de vitesse et les autres parties mécaniques).
- ✓ La génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

I.8. Etat de l'art sur la conversion électromécanique

La technologie des aérogénérateurs a énormément évolué ces 20 dernières années entraînant une spécialisation des différents types d'éolienne. Différents types de machines électriques peuvent être utilisés pour la génération de puissance éolienne. Des facteurs techniques et économiques fixent le type de machine pour chaque application. Pour les petites puissances (< 20 kW), la simplicité et le coût réduit des générateurs synchrones à aimants permanents (PMSG) expliquent leur prédominance. Dans les applications de plus forte puissance, jusqu'à 2MW environ le générateur asynchrone est plus courant et économique. Les générateurs habituellement rencontrés dans les éoliennes sont présentés dans les paragraphes suivants :

I.8.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone

Le générateur à induction est largement utilisé dans les turbines éoliennes de moyenne et grande puissance en raison de sa robustesse, sa simplicité mécanique et son coût réduit. Son inconvénient majeur est la consommation d'un courant réactif de magnétisation au stator.

I.8.1.1 Machine asynchrone à cage d'écureuil

La génératrice asynchrone à cage d'écureuil qui occupe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde. La plupart des applications utilisant la machine asynchrone sont destinées à un fonctionnement en moteur (cela représente d'ailleurs un tiers de la consommation mondiale d'électricité), mais cette machine est tout à fait réversible et ses qualités de robustesse et de faible coût ainsi que l'absence de balais-collecteurs ou de contacts glissants sur des bagues la rendent tout à fait appropriée pour l'utilisation dans les conditions parfois extrêmes que présente l'énergie éolienne. La caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à deux paires de pôles est donnée sur la Figure I-13.

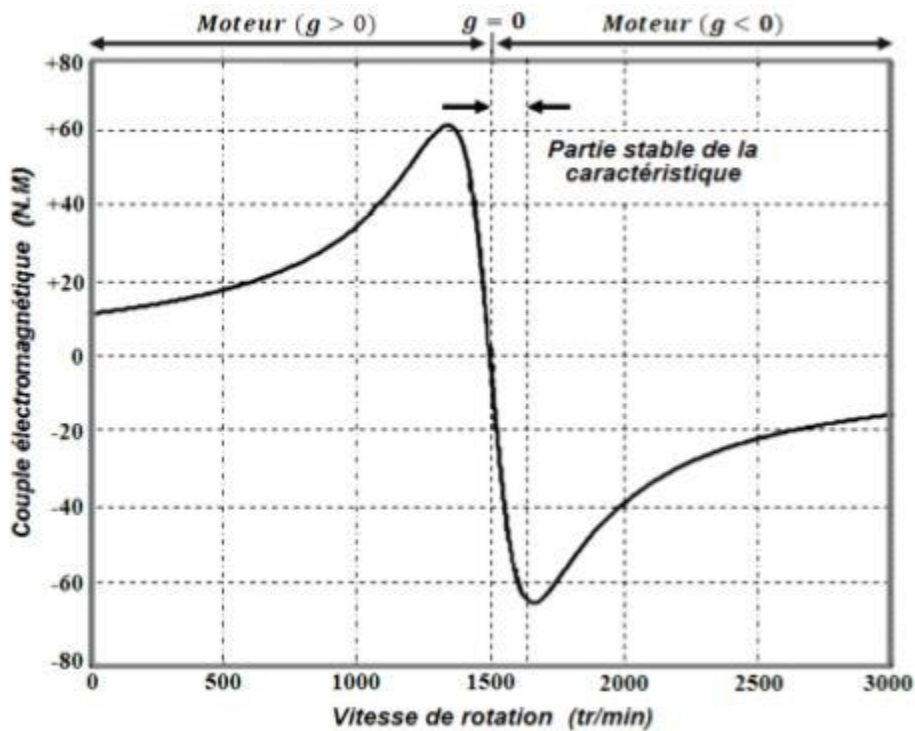


Figure I.13 : Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à 2 paires de pôles.

Pour assurer un fonctionnement stable du dispositif, la génératrice doit conserver une vitesse de rotation proche du synchronisme (point $g=0$), dans le cas de la caractéristique ci-dessus la génératrice devra garder une vitesse comprise entre 1500 et 1600 tr/min.

Le dispositif le plus simple et le plus couramment utilisé consiste à coupler mécaniquement le rotor de la machine asynchrone à l'arbre de transmission de l'aérogénérateur par l'intermédiaire du multiplicateur de vitesse et à connecter directement le stator de la machine au réseau (figure I-14).

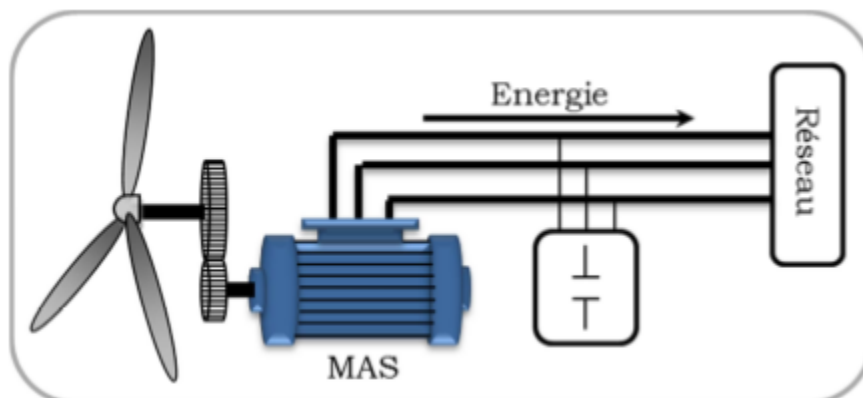


Figure I.14 : connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau.

La machine à un nombre de paires de pôles fixe et doit donc fonctionner sur une plage de vitesse très limitée (glissement inférieur à 2%). La fréquence étant imposée par le réseau, si le glissement devient trop important, les courants statoriques de la machine augmentent et peuvent devenir destructeurs.

La simplicité de la configuration de ce système (aucune interface entre le stator et le réseau et pas de contacts glissants) permet de limiter la maintenance sur la machine. Ce type de convertisseur électromécanique est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine, ce qui détériore le facteur de puissance global du réseau, celui-ci peut être toutefois amélioré par l'adjonction de capacités représentées sur la Figure 1-11, qui deviennent la seule source de puissance réactive dans le cas d'un fonctionnement autonome de l'éolienne.

Par contre, cette configuration représente quelques inconvénients :

- Il n'y a pas d'accès pour récupérer l'énergie induit dans le rotor ;
- Elle ne permet pas une vitesse variable ;
- Le courant débité au réseau est perturbé à cause la variation brusque du couple ;
- Elle ne fonctionne en régime autonome qu'en présence des condensateurs ;

Une autre solution consiste à utiliser la génératrice asynchrone triphasée car la connexion de l'éolienne au réseau se fait par l'intermédiaire d'un dispositif électronique de puissance (Figure I-15).

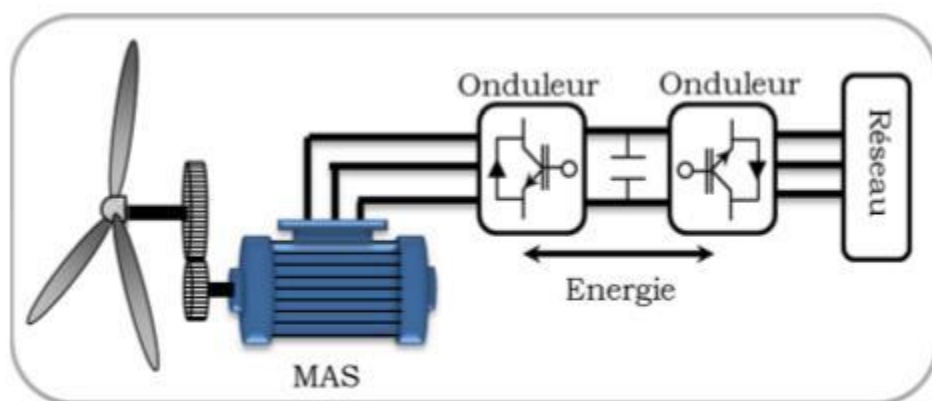


Figure I.15 : éolienne connectée au réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs de puissance.

I.8.1.2 Machine Asynchrone à Double Stator

Cette configuration d'éolienne, permet un point de fonctionnement à deux vitesses. On réalise un double bobinage au stator (Figure I-16) qui induit un nombre de paires de pôles variable et donc des plages de vitesses différentes. On peut imposer 2 vitesses de synchronisme par changement du nombre de pôles. D'une part, on a un stator de faible puissance à grand nombre de paires de pôles pour les petites vitesses de vent. En effet, la puissance est donnée par :

$$P_{mg} = cm.\Omega_s$$

P_{mg} est la puissance transmise par la génératrice, C_m le couple électromagnétique, Ω la vitesse de synchronisme, Ω_s la pulsation du réseau et P le nombre de paires de pôles. A une faible puissance correspond une faible vitesse, la vitesse étant liée au nombre de paires de pôles par :

$$\Omega_s = \frac{\omega}{p}$$

A une faible vitesse correspond un nombre de paires de pôles élevé. D'autre part, on a un stator de forte puissance correspondant à une vitesse élevée et donc à faible nombre de paires de pôles pour les vitesses de vent élevées pour la connexion au réseau ont utilisé des commutateurs.

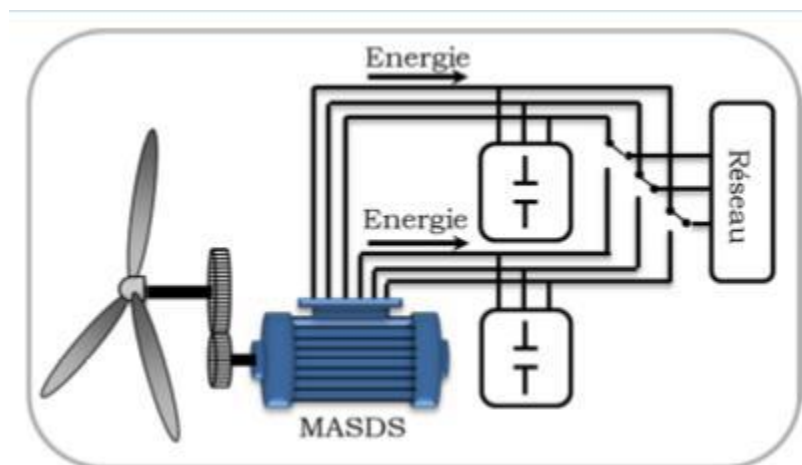


Figure I.16 : Schéma de la connexion au réseau de l'éolienne avec la MAS à double stator.

Malgré sa simplicité et ses qualités de robustesse et son coût, la machine asynchrone à cage reste uniquement pour l'utilisation dans un système éolien, lorsqu'elle est directement connectée au réseau, la vitesse de rotation doit rester pratiquement constante de façon à ce que la machine reste proche de la vitesse de synchronisme. Cette restriction entraîne une efficacité réduite de l'éolienne aux vitesses de vent élevées. Partant de ce constat, nous pouvons utiliser la machine asynchrone à double alimentation (MADA) comme alternative à la machine à cage.

I.8.1.3 Machine Asynchrone à Double Alimentation type "rotor bobiné"

Ce type d'aérogénérateur s'est développé récemment car la double alimentation de machine asynchrone permet une meilleure exploitation du potentiel de l'éolienne. Le stator est directement relié au réseau tandis que les grandeurs rotoriques sont commandées par un convertisseur statique (Figure I-17). La maîtrise de l'état électromagnétique de la machine par le rotor permet de fonctionner à la fréquence et l'amplitude nominales du réseau même si le rotor s'éloigne de la vitesse de synchronisme. Le dimensionnement du convertisseur est proportionnel au glissement maximal du rotor, autrement dit, il dépend de l'écart maximal entre la vitesse de synchronisme et la vitesse réelle du rotor.

La diminution de puissance du convertisseur statique permet la minimisation des composants de filtrage et de conversion, l'accroissement de la fiabilité de l'électronique, la diminution du coût de l'ensemble et l'amélioration de la qualité d'onde générée (grâce à la diminution de l'amplitude des courants commutés par le convertisseur et l'augmentation de la fréquence de hachage).

Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse.

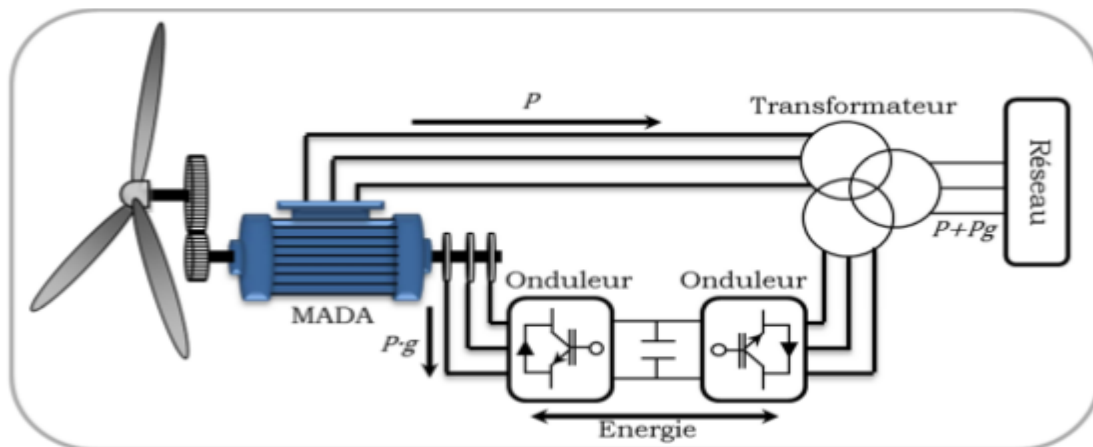


Figure I.17 : schéma de principe d'une machine asynchrone pilotée par le rotor.

Le résumé des points forts de la MADA sont :

- Sa capacité de commander la puissance réactive et, de cette façon, de découpler la commande des puissances active et réactive.
- Il peut se magnétiser à partir du rotor sans prélever au réseau la puissance réactive nécessaire.
- Il est capable d'échanger de la puissance réactive avec le réseau pour faire la commande de tension.
- La taille du convertisseur n'est pas simplement en rapport avec la puissance totale du générateur, mais aussi avec la gamme de vitesse choisie. En fait, le coût du convertisseur augmente avec la gamme de vitesse autour de la vitesse de synchronisme. Son inconvénient réside dans la présence obligatoire de bagues et balais. Il existe plusieurs technologies de la machine asynchrone à double alimentation et plusieurs dispositifs d'alimentation sont envisageables. Chaque structure a ses inconvénients et ses avantages.

a) MADA – structure de Kramer

Cette configuration à vitesse variable est représentée sur la Figure I.18, le stator est connecté directement au réseau et le rotor est connecté à un redresseur et un onduleur est placé en sortie du redresseur. L'ensemble redresseur-onduleur est alors dimensionné pour une fraction de la puissance nominale de la machine.

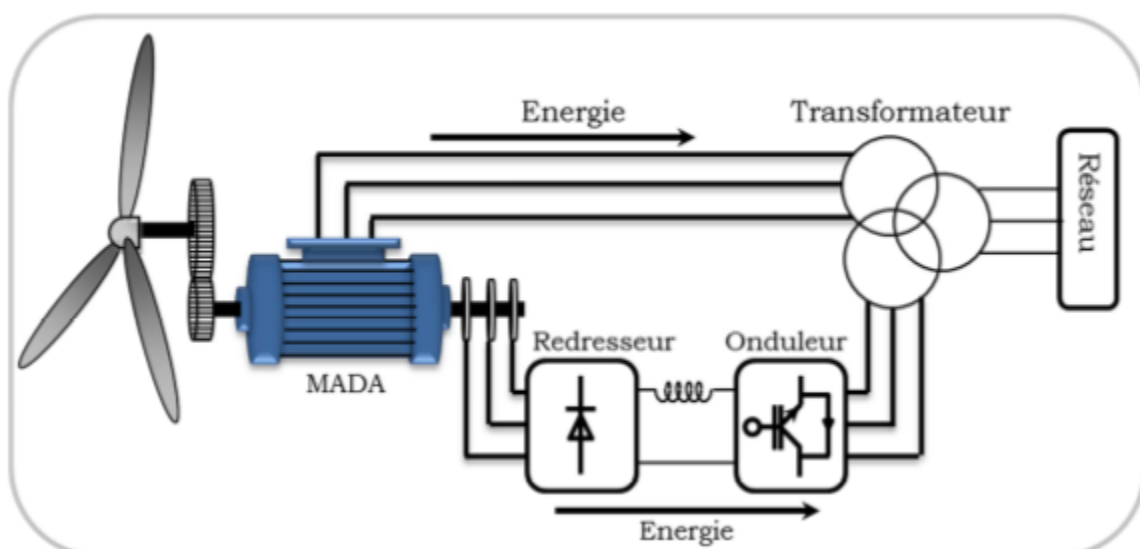


Figure I.18 : MADA - structure Kramer

b) MADA à énergie rotorique dissipée

La Figure I-19 représente cette configuration avec le stator connecté directement au réseau et le rotor connecté à un redresseur. Une charge résistive est alors placée en sortie du redresseur par l'intermédiaire d'un hacheur à IGBT ou GTO. Le contrôle de l'IGBT permet de faire varier l'énergie dissipée par le bobinage torique et de fonctionner à vitesse variable en restant dans la partie stable de la caractéristique couple/vitesse de la machine asynchrone.

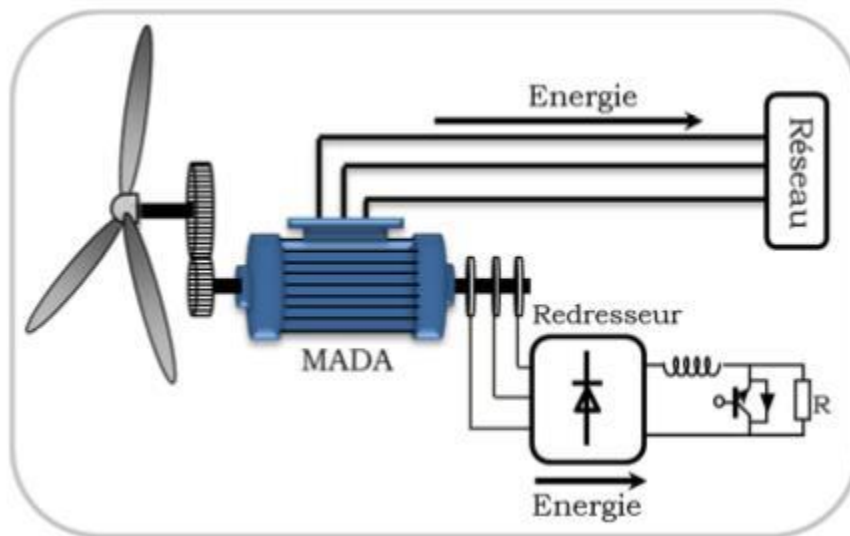


Figure I.19 : MADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée

Si le glissement devient important, la puissance extraite du rotor est élevée et elle est entièrement dissipée dans la résistance R, ce qui nuit au rendement du système. De plus cela augmente la puissance transitant dans le convertisseur ainsi que la taille de la résistance. Le fabricant "VESTAS" dans son dispositif "OPTI-SLIP" a mis en oeuvre ce système en utilisant des composants qui tournent avec le rotor et une transmission optique des signaux de commande. Les contacts glissants sont ainsi évités. La variation maximale du glissement obtenue dans ce procédé est de 10%.

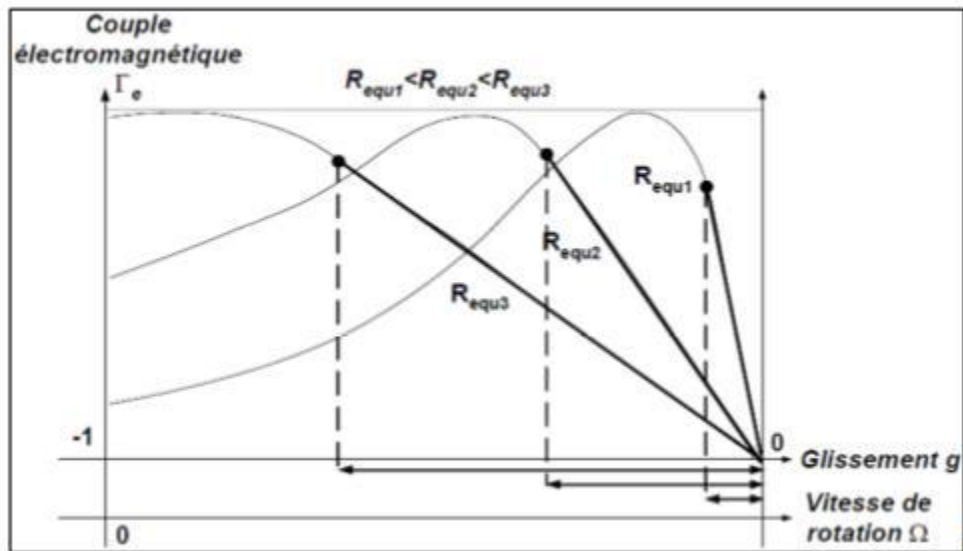


Figure I.20 : Effet de la variation de la résistance rotorique sur le couple électromagnétique.

c) MADA – structure de « Scherbius » avec cycloconvertisseur

Quand on remplace l'association redresseur - onduleur par un cycloconvertisseur (Figure I-17) pour autoriser un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau, l'ensemble est alors appelé « structure de Scherbius ». La plage de variation de vitesse est doublée par rapport à la structure de la Figure I-21.

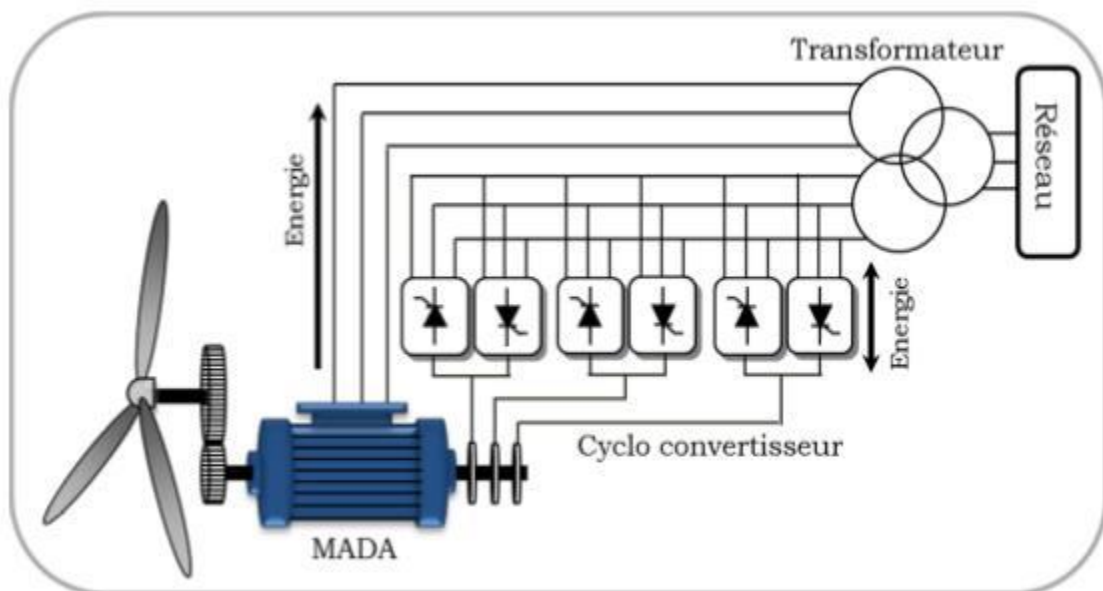


Figure I.21 : Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur

d) Machine Asynchrone à Double Alimentation Type "Brushless"

Cette machine est constituée de deux bobinages triphasés au stator. Un des bobinages est directement connecté au réseau et est destiné au transfert de puissance. Le second bobinage, dont la section des conducteurs est moins élevée, permet de faire varier les courants d'excitation de la machine. Le stator de forte puissance est connecté directement sur le réseau et le convertisseur est placé entre le stator de faible puissance et le réseau (Figure I-22).

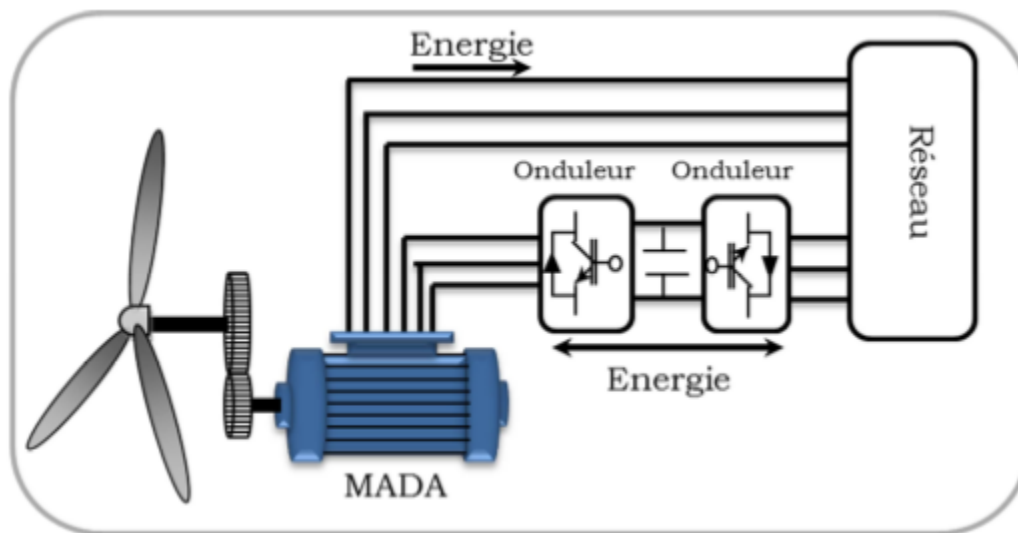


Figure I.22 : Machine asynchrone brushless connectée sur le réseau.

I.9 Conclusion

Dans ce chapitre, une brève description de chaînes de conversion de l'énergie éolienne est donnée. Quelques notions sur la conversion mécanique de l'énergie éolienne ont été introduites. Un aperçu succinct des deux grandes familles d'éoliennes, leurs avantages et inconvénients, a été donné. Dans la seconde partie, les différents constituants d'une éolienne sont présentés. Les systèmes éoliens basés sur la machine Asynchrone à Double Alimentation et les différentes topologies qui existent ont été abordés. Après l'étude des avantages des éoliennes à base de machines Asynchrone à Double Alimentation par rapport aux autres types de machines, l'idée de consacrer la suite des recherches sur un système utilisant une machine Asynchrone à Double Alimentation MADA a été retenue. Au chapitre suivant, nous allons nous intéresser à la présentation et la modélisation mathématique des différentes parties constituant une chaîne de conversion d'énergie éolienne basée sur une GADA fonctionnant à vitesse variable.

Chapitre II

Modélisation de la chaîne conversion éolienne

II. Introduction

Tout système physique peut être considéré comme un ensemble de sous-systèmes. Ainsi, pour simplifier l'étude de l'ensemble, chacune de ses parties est abordée séparément.

Puis, une synthèse de toutes ces parties constituant le système global est à déduire.

Dans ce chapitre, le concept de la chaîne de conversion éolienne à base de la génératrice synchrone à aimant permanent est proposé. Un modèle mathématique de simulation de l'ensemble, en prenant en considération son caractère multi-physique (prise en charge des phénomènes mécaniques, magnétiques, électriques) est réalisé. Une stratégie de commande de réglage de la vitesse de rotation de la turbine, de sorte à optimiser la puissance extraite quel que soit la vitesse du vent, est proposée.

Deux méthodes de régulation de vitesse utilisant un régulateur PI et un régulateur IP ont été traitées.

La modélisation de la chaîne de conversion éolienne, basée sur les modèles du profil du vent, du comportement aérodynamique des pales, de l'aérogénérateur et des convertisseurs de puissance du système de commande, est détaillée dans ce chapitre.

II.1 La turbine éolienne

La voilure éolienne est un élément tridimensionnel, ayant des formes complexes, en mouvement et plongée dans un flux d'air. Un modèle prenant en compte toutes ces propriétés n'est à l'heure actuelle pas envisageable. Toutefois, et c'est un point important, le modèle en question doit décrire la dynamique mécanique réelle de la voilure, et non pas uniquement le comportement quasi-statique.

Une voilure éolienne transforme l'énergie de la masse d'air en mouvement et délivre une puissance mécanique caractérisée par la vitesse de rotation et le couple mécanique [18] [19].



Figure II.1 : Entrées – sorties du modèle de la voilure.

II.1.1 Conversion de l'énergie éolienne

II.1.1.1 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

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 s'écrit [20] :

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

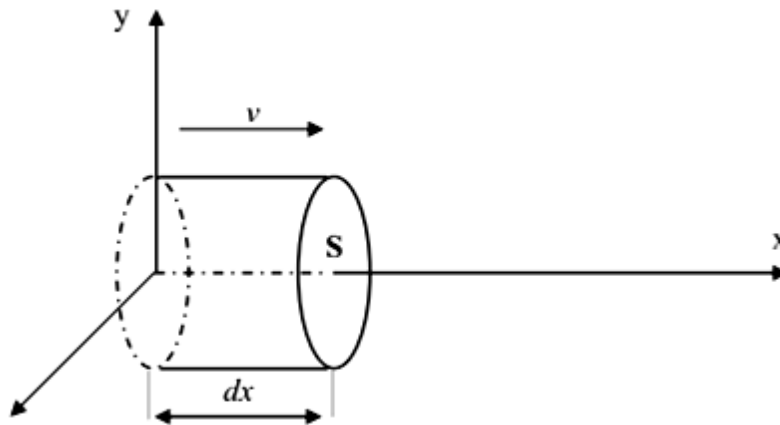


Figure II. 2 : colonne d'air animée d'une vitesse v .

La puissance P_m extraite du volume d'air en mouvement est la dérivée de l'énergie cinétique par rapport au temps [20].

En supposant $dx = v dt$ on déduit l'expression de P_m :

$$P_m = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho S_0 V^3 \quad (II.2)$$

Où :

- ✓ ρ : masse volumique de l'air (en Kg/m³).
- ✓ V : vitesse instantanée du vent (en m/s).
- ✓ E_c : en joules.

II.1.1.2. Loi de Betz

La loi de Betz détermine qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de 16/27 (ou 59%) de l'énergie cinétique contenue dans le vent. Ce fut l'Allemand Albert Betz qui, en 1929, formula la loi de Betz pour la première fois [20], [21]. Considérons le système de la figure II.3 qui représente un tube de courant autour d'une éolienne à axe horizontal. V_1 représente la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval.

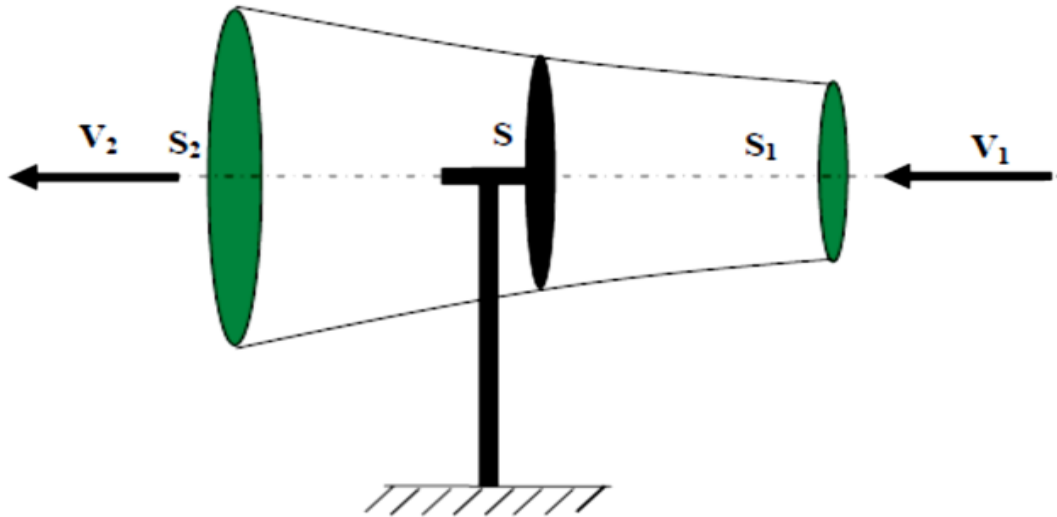


Figure II.3 : théorie de Betz : schéma de principe.

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

$$Pm = \frac{\rho S(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (II.3)$$

La puissance réelle extraite par le rotor des pales est la différence des puissances du vent en amont et en aval.

$$Pm = \frac{m_0(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (II.4)$$

Soit en remplaçant m_0 par son expression dans (II.5):

$$Pm = \frac{\rho S(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (II.5)$$

La puissance totale théoriquement disponible sur la surface S est extraite sans diminution de vitesse de vent en mettant $V_2=0$ dans l'expression (II.5) :

$$Pmt = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (II.6)$$

II.1.1.3. La vitesse spécifique de vitesse (Tip-Speed-Ratio)

On définit la vitesse spécifique ou normalisée λ comme étant le rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine sur la vitesse instantanée de vent V (figure II-3) et donné par l'expression suivante [20], [21].

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_t}{V} \quad (II.7)$$

Où :

- ✓ R_t : Rayon de la surface balayée en m.
- ✓ V : Vitesse de vent en m/s.
- ✓ Ω_t : Vitesse de rotation avant multiplicateur en rad/s.

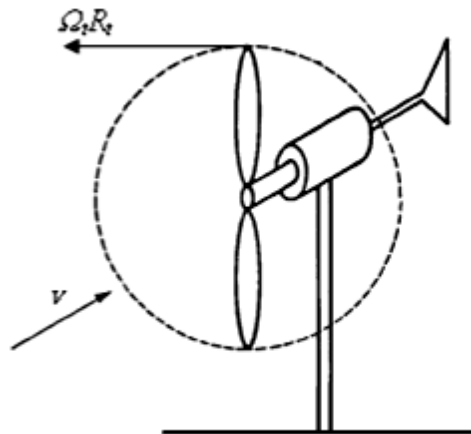


Figure II.4 : Vitesse de vent (v) et vitesse tangentielle de l'aube ($\Omega_t R_t$).

II.1.1.4. Coefficient de puissance

On définit le coefficient de puissance, le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible [20], [22].

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{v_2}{v_1}\right)\right) \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right)}{2} \quad (II.8)$$

Le coefficient C_p est variable, il est fonction de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation de la turbine Ω_t , et les paramètres des pales de la turbine comme l'angle d'incidence et l'angle de calage. Il est souvent représenté en fonction de la vitesse spécifique λ . La valeur maximale théorique possible du coefficient de puissance, appelée limite de Betz, est de $16/27$ soit 0.593.

Cette limite n'est en réalité jamais atteinte, et les meilleures machines à axe horizontal, bipale ou tripale, se situent à 60-65% de la limite de BETZ ; on ne récupère globalement que 40% de l'énergie due au vent. On déduit alors le rendement aérodynamique [21], [22]:

$$\eta = \frac{16}{27} C_{p \max} \quad (II.9)$$

$C_{p \max}$ Étant la valeur maximale que peut prendre le coefficient de puissance C_p .

Cette valeur est associée à une vitesse spécifique nominale λ_{opt} pour laquelle la turbine a été dimensionnée suivant une vitesse de vent nominale V_{net} une vitesse de rotation nominale Ω_{tn} [20], [21].

II.1.1.5 Coefficient de couple

Le coefficient de couple C_m est assez proche du coefficient de puissance C_p . Il est fort utile afin d'estimer la valeur des couples pour différents points de fonctionnement, notamment à vitesse de rotation Ω_t nulle, ce qui correspond à une valeur de C_p nulle pour une valeur de C_m non nulle [20][23].

En combinant les équations (II.6), (II.7), et (II.8), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (II.10)$$

Avec:

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

D'où l'expression du couple :

$$T_t = \frac{C_p}{\Omega_t} = \frac{R_t P_m}{\lambda V} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p}{\lambda} \rho \pi R_t^3 V^2 \quad (II.12)$$

La valeur du coefficient de couple est déterminée par :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{T_t}{\frac{1}{2} \rho \pi S_t R_t V^2} V^2 \quad (II.13)$$

Où :

- ✓ T_t : couple de la turbine éolienne.

II.1.1.6 Courbes caractéristiques des turbines éoliennes

En général, les turbines disposent d'un système d'orientation des pales destiné à limiter la vitesse de rotation. Les courbes caractérisant les turbines éoliennes sont décrites par les coefficients de puissance C_p et de couple C_m en fonction de la vitesse spécifique λ .

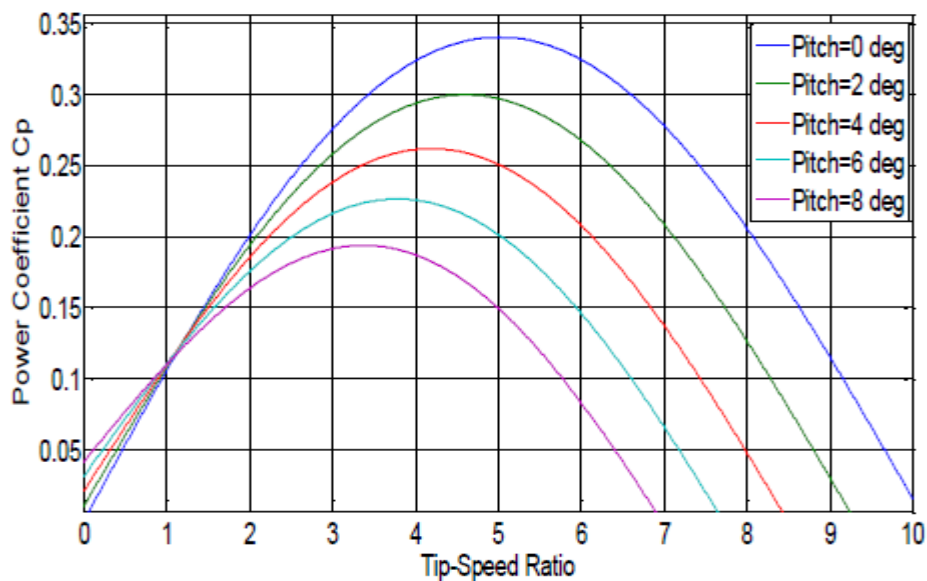


Figure II. 5 : Coefficient aérodynamique en fonction du ratio de vitesse de la turbine λ .

II.1.2 Modélisation d'une turbine éolienne

Le système de conversion de l'énergie éolienne est complexe. Ce système dépend de la multiplicité des domaines existants, à savoir, aérodynamique, mécanique, et électrique. Par ailleurs, les facteurs, tel que la vitesse du vent, la dimension, et la forme de la turbine, déterminent la puissance mécanique.

Un modèle dynamique prenant en compte tous ces paramètres est nécessaire pour comprendre le comportement de la turbine. Afin de contrôler les performances et satisfaire les caractéristiques opérationnelles voulues, le recours à la modélisation est une nécessité.

II.1.2.1 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 [24], [25] :

- Les pales sont considérées à conception identique avec les mêmes paramètres d'inertie, d'élasticité et de frottement ;
- Les coefficients de frottements des pales par rapport à l'air et par rapport au support sont très faibles et peuvent être ignorés ;

- 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.

On obtient alors un modèle mécanique simple (voir Figure. II.6) :

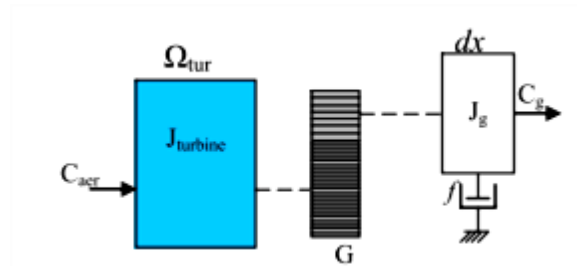


Figure II. 6 : Modèle mécanique simplifié de la turbine.

II.1.2.2 Modèle du profil de vent

Pour une éolienne, le vent est la source principale d'énergie. Il est nécessaire d'avoir un modèle mathématique du profil de vent.

Ce dernier peut être une simple loi exponentielle ou des distributions spectrales et spatiales très complexes qui rendent compte de sa phénoménologie turbulente [26].

La modélisation du profil du vent est primordiale pour :

- Définir les conditions de fonctionnement de l'éolienne ;
- Définir les solutions qui s'appliquent sur les pales ;
- Développer et affiner la modélisation du rotor ;
- Evaluer le potentiel d'énergie utilisable ;
- Fournir une aide pour l'implantation des machines

La définition du modèle du profil du vent nécessite la connaissance des données climatiques et géographiques du site concerné, ainsi que la période de l'an concerné par l'étude. Le modèle du profil du vent est donné par une série de Fourier qui représente le vent comme un signal constitué par une superposition de plusieurs harmoniques.

Il est donné par l'équation II.14 [26].

$$Vv(t) = A + \sum_{k=1}^i (a_k \sin(w_k t)) \quad (\text{II. 14})$$

Avec :

- ✓ A : la valeur moyenne de la vitesse du vent
- ✓ a_k : Amplitude de l'harmonique de l'ordre K
- ✓ w_k : Pulsation de l'harmonique de l'ordre K

✓ i : Le rang du dernier harmonique retenu dans le calcul du profil du vent.

II.1.2.3 Modèle de la turbine

Les variables d'entrée et de sortie de la turbine sont [20] :

- La vitesse du vent qui détermine l'énergie primaire à l'admission de la turbine.
- Les quantités spécifiques de la machine, résultantes particulièrement de la géométrie du rotor et la surface balayée par les pales de la turbine.
- La vitesse de la turbine, l'inclinaison des pales, et l'angle de calage.

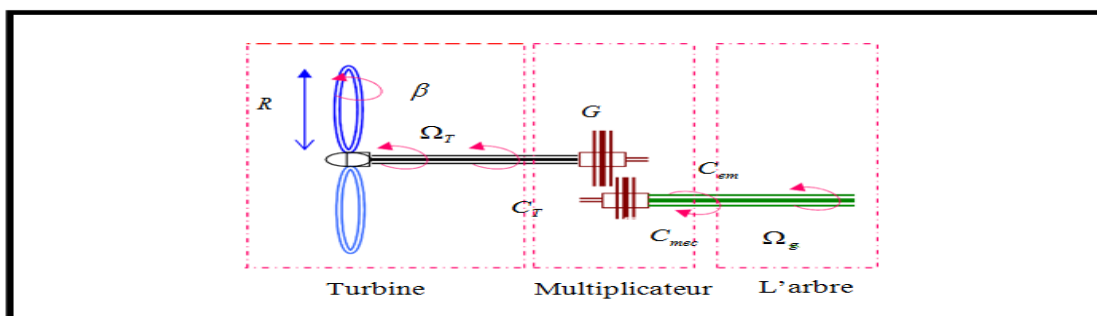


Figure II.7 : turbine éolienne.

La caractéristique $C_p(\lambda)$ de la voilure est représentée par un polynôme de troisième degré sous la forme [27] :

$$C(\lambda) = a\lambda^3 + b\lambda^2 + c\lambda + d \quad (II.15)$$

II.1.2.4 Modèle des pales

Le schéma bloc des pales étudiées sont représentés en Figure II.8 [28].

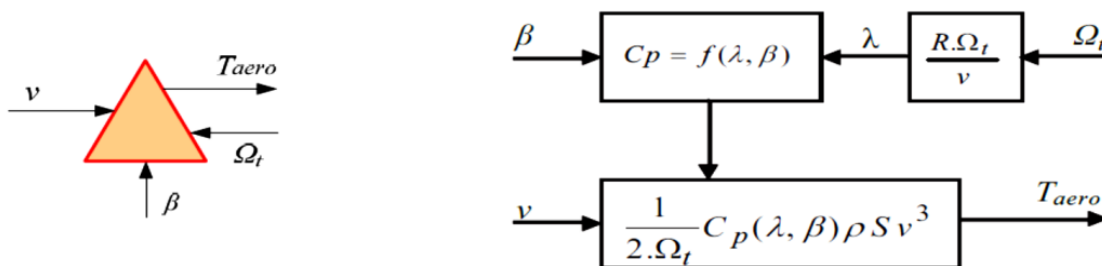


Figure II.8 : Schéma bloc du modèle des pales.

II.1.2.5 Modèle du multiplicateur de vitesse

Le multiplicateur de vitesse, qui est disposé entre la turbine éolienne et la génératrice, a pour but d'adapter la vitesse de la turbine Ω_t , assez lente, à celle que nécessite la génératrice Ω . Il est modélisé par les deux équations suivantes :

$$G = \frac{C_{aer}}{C_g} \quad (II.16)$$

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{tur}} \quad (II.17)$$

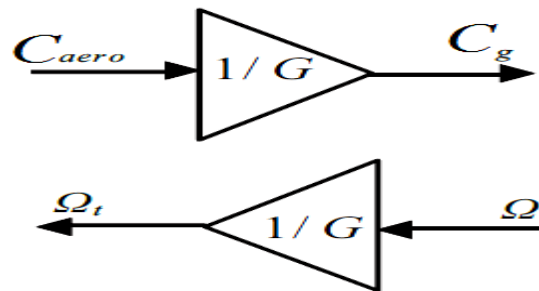


Figure II.9 : Schéma bloc du modèle du Multiplicateur de vitesse.

II.1.2.6 Equation dynamique de l'arbre de transmission

L'équation fondamentale du moment du couple dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse à partir du couple mécanique total (C_{mec}) appliqué au rotor [20] :

$$j \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (II.18)$$

Où :

- ✓ J : est l'inertie totale ramenée sur l'arbre de la génératrice.

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

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f \quad (II.19)$$

- ✓ C_{em} : Le couple électromagnétique développé par la génératrice.
- ✓ C_g : Le couple issu du multiplicateur.
- ✓ C_f : Le couple résistant dû aux frottements.

$$C_f = f \cdot \Omega_{mec} \quad (II.20)$$

Où :

- ✓ f : le coefficient de frottement total du couplage mécanique.

Les variables d'entrée de l'arbre de transmission sont le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} [20]

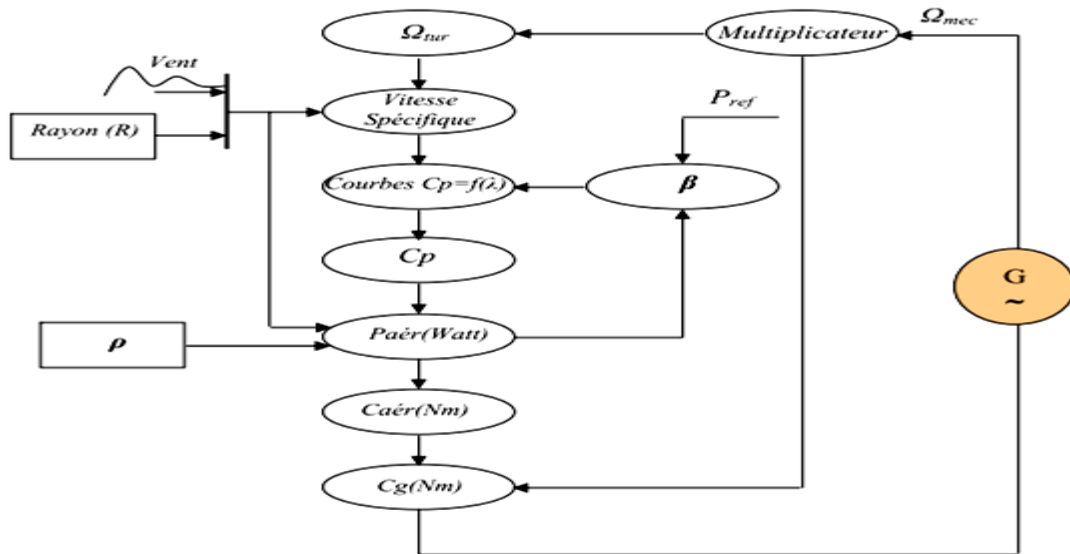


Figure II.10 : Organigramme de simulation de la turbine éolienne.

II.1.3 Stratégies de commande de la turbine éolienne

Les stratégies de commande des systèmes de génération éoliens de moyenne et grande puissance à vitesses variables et à régulation de puissance « pitch », utilisées notamment pour les aérogénérateurs VESTAS et GAMESA de dernière génération, sont basées sur les deux courbes illustrées par la figure II.11, déduites des données aérodynamiques de la turbine [29], [30], [31].

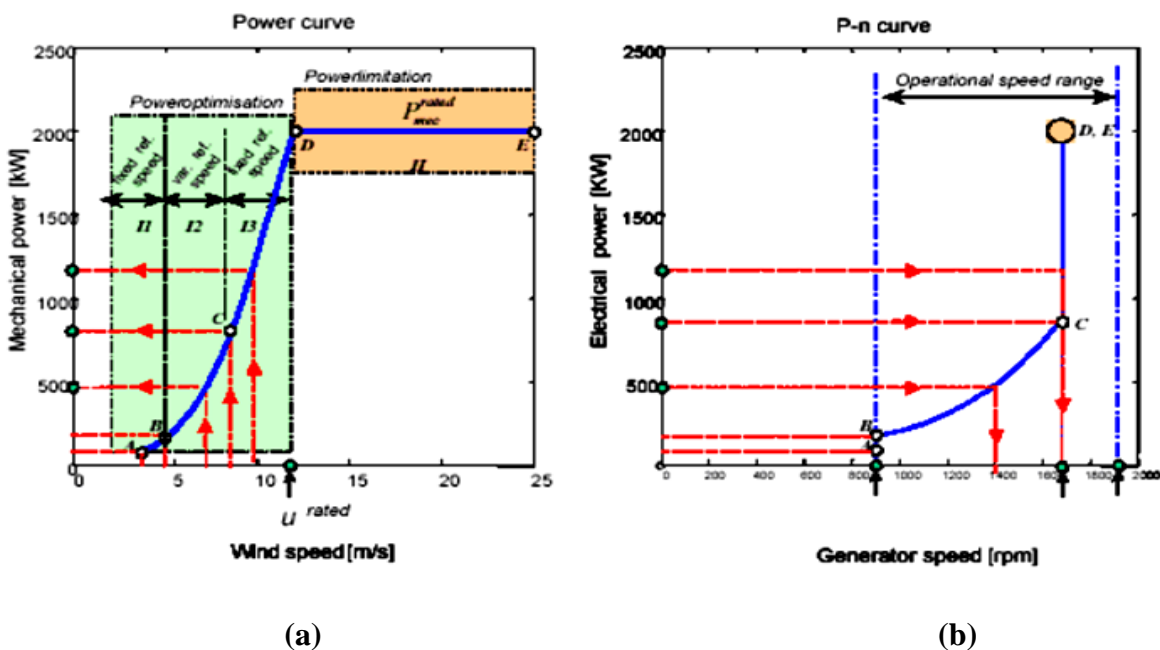


Figure II.11 : caractéristiques puissance, vitesse du vent et vitesse de rotation.

- (a) puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent.
 (b) puissance électrique en fonction de la vitesse de rotation.

La figure (II.12) représente la vitesse de rotation de la turbine éolienne en fonction de la variation de la vitesse de vent [29], [22] et [20].

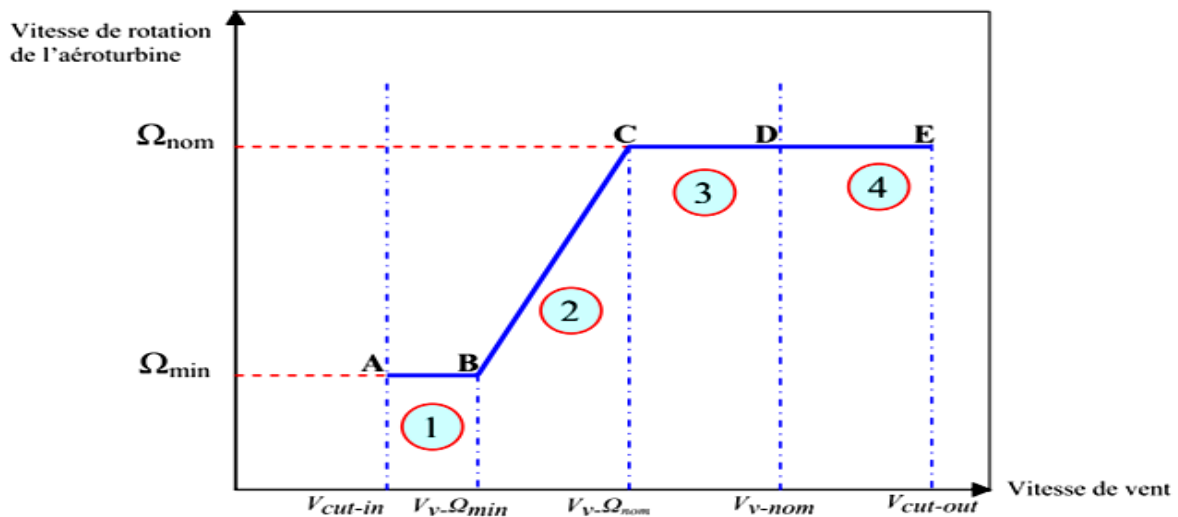


Figure II.12 : Caractéristiques vitesse de rotation, vitesse de vent.

Deux stratégies de commande de la turbine à vitesses variables sont indiquées sur la Figure II.12 :

1. Stratégie d'optimisation de la puissance séquences « A-B-C-D » : l'énergie capturée est optimisée au-dessous de la vitesse nominale du vent.
2. Stratégie de limitation de la puissance « D-E » : son but est de limiter la puissance nominale de la turbine au-dessus de la vitesse nominale du vent.

Quatre zones de fonctionnement de la turbine peuvent être distinguées sur les figures (II.11) et (II.12)

- Zone 1 « A-B » : l'éolienne fonctionnant à la vitesse du vent de connexion V_{cut-in} a une vitesse de rotation minimale Ω_{t-min} .
- Zone 2 « B-C » : lorsque la vitesse de la génératrice est comprise entre les vitesses Ω_{min} et Ω_{nom} , un algorithme de commande est appliqué pour extraire la puissance maximale du vent. Dans ce cas, le coefficient de la puissance maximum correspond à un angle de calage optimal.
- Zone 3 « C-D » : correspond au cas où la vitesse de rotation nominale est atteinte, tandis que la puissance générée est encore inférieure à la puissance nominale.
- Zone 4 « D-E » : la puissance nominale étant atteinte, le système d'orientation des pales « pitch control » limite la puissance générée.

Au-delà de la vitesse $\Omega_{\text{cut-out}}$, le dispositif de protection est actionné afin d'éviter des ruptures mécaniques.

II.1.3.1 Système de contrôle de l'aéroturbine

Le contrôle de l'aéroturbine est assuré par deux boucles de régulation, fortement liées [20], [31], [32] :

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

La boucle de régulation de la vitesse est le principal élément dans la stratégie d'optimisation de la puissance, où la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique.

Les deux boucles de régulation interviennent dans la stratégie de limitation de la puissance. Quand la vitesse de vent est inférieure à la vitesse nominale, l'angle de calage est maintenu constant à une valeur optimale β_{opt} .

La vitesse de rotation de la turbine est alors ajustée par la boucle de régulation de la vitesse pour extraire le maximum de la puissance du vent. Lors de rafales de vent, la vitesse de rotation peut augmenter et dépasser la vitesse nominale, à cause de la lenteur du système d'orientation des pales [20] [32].

Dans ce cas, la boucle de vitesse réagit en augmentant la puissance de référence de la génératrice en anticipant l'action du dispositif d'orientation des pales par le réglage du couple électromagnétique, afin de contrôler la vitesse de rotation dans la zone 3 [32], [31], [20].

II.1.3.2 Méthodes de recherche du point maximum de puissance

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est une courbe non linéaire en forme de « cloche » [20], [18]. Pour chaque vitesse du vent, le système doit atteindre sa puissance maximale qui correspond à sa vitesse de rotation optimale.

La figure II .13 illustre la puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine de l'éolienne. Chaque courbe en ligne pointillée correspond à une vitesse de vent V_v donnée.

L'ensemble des sommets (points optimaux recherchés) de ces caractéristiques définit la courbe de puissance optimale. L'équation de cette courbe est :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt}(\lambda_{opt}) \rho S V_v^3 \quad (II.21)$$

Pour la zone 2, le fonctionnement idéal du système éolien nécessite l'utilisation de la commande MPPT (Maximum Power Point Tracking). Afin de maximiser la puissance électrique générée, la

stratégie utilisée consiste à contrôler le couple électromagnétique pour régler la vitesse. On distingue deux approches possibles :

1. La première, la moins classique [18], considère que la caractéristique $C_p = f(\lambda)$ n'est pas connue.
2. La deuxième, la plus répandue, suppose que la caractéristique $C_p = f(\lambda)$ soit connue, pour que l'éolienne fonctionne dans des conditions optimales, il est nécessaire de suivre la courbe optimale de puissance.

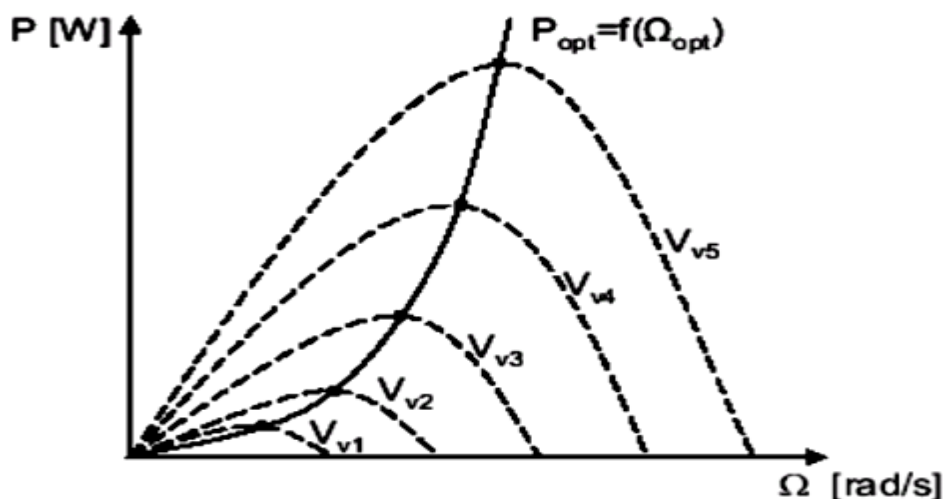


Figure II.13 : Caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation

II.1.3.3 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

Afin d'extraire un maximum de puissance, malgré les variations fréquentes de vitesse du vent, une commande par l'asservissement de la vitesse de rotation permet de maintenir le rapport entre la puissance extraite et celle du vent à sa valeur maximale.

En d'autres termes, il faut maintenir le coefficient de puissance C_p à sa valeur maximale. Cette commande nécessite l'utilisation d'un régulateur de vitesse [32] [26].

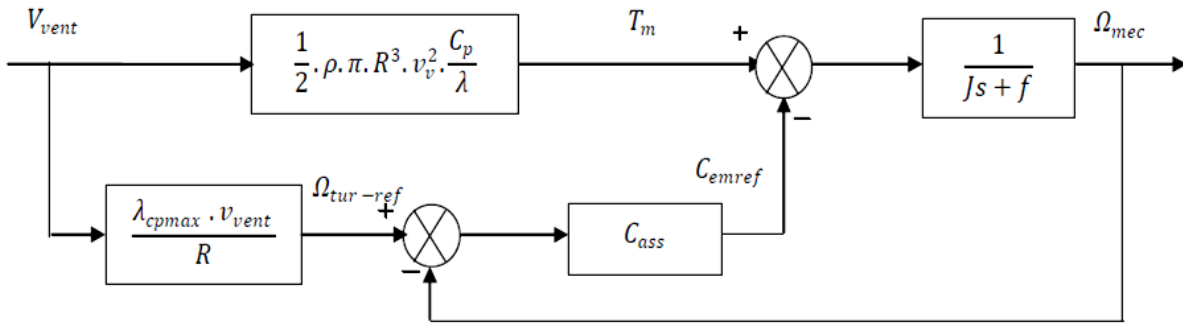


Figure II.14 : Schéma bloc de la turbine avec maximisation de la puissance extraite à l'aide d'un asservissement de la vitesse.

Le vent, source principale d'énergie de fonctionnement du système, fournit le couple aérodynamique T_m . Si de ce dernier est soustrait le couple électromagnétique créé dans la génératrice, le couple mécanique

Obtenu permet de calculer la vitesse de rotation. Pour générer le couple électromagnétique de référence, par l'utilisation d'un contrôleur, il est nécessaire de calculer la vitesse correspondante à C_p max.

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale $C_p \text{ max}$ est donné par la relation (II.22) :

$$\Omega_{\text{turbine} - \text{ref}} = \frac{\lambda_{\text{opt}} V_v}{R} \quad (\text{II. 22})$$

II.1.4 Système de régulation de la turbine éolienne

II.1.4.1 Calcul des paramètres du régulateur PI

Sur la base du schéma de commande de la figure II.14, le couple électromagnétique de référence est obtenu grâce à l'action d'un contrôleur de type PI, qui agit sur l'écart entre la vitesse de référence et la vitesse de rotation.

La fonction de transfert décrivant cette action est donnée par :

$$C_{em} - ref(S) = \left(k_i + \frac{k_p}{S} \right) (\Omega_{tur} - ref(S)) - \Omega_{mec}(S) \quad (\text{II. 23})$$

Où :

- ✓ k_i : le gain intégral
- ✓ k_p : le gain proportionne

Si on isole la partie du schéma de commande de la boucle de régulation de la vitesse on obtient le schéma suivant [33].

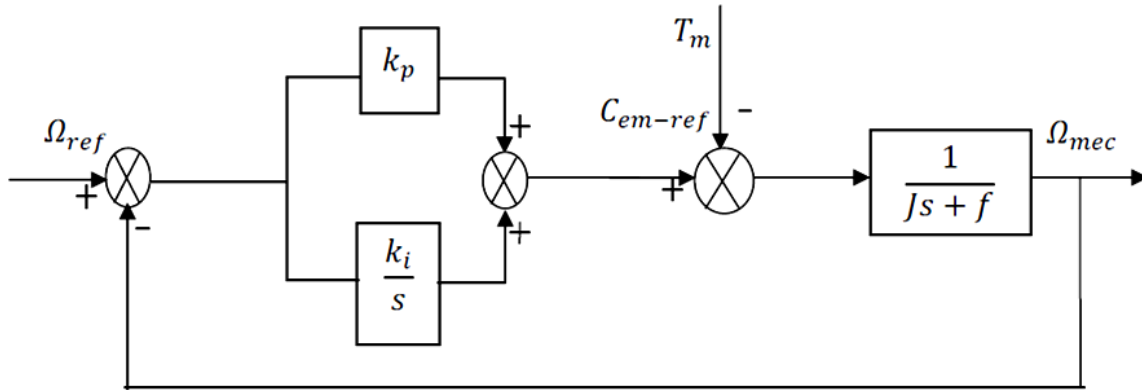


Figure II.15 : Schéma bloc de l'asservissement en utilisant un régulateur PI.

Le choix de la pulsation propre ω_n et du facteur d'amortissement ξ_n permet de calculer les coefficients du régulateurs PI [26].

$$k_i = J\omega_n^2 \quad (II.24)$$

$$k_p = 2J\xi_n\omega_n - f \quad (II.25)$$

II.1.4.2 Calcul des paramètres du régulateur IP :

Le contrôle de la vitesse est assuré par un régulateur de type IP dont les gains sont respectivement K_i et K_p . La chaîne de régulation de la vitesse peut être représenté sur le schéma fonctionnel suivant :

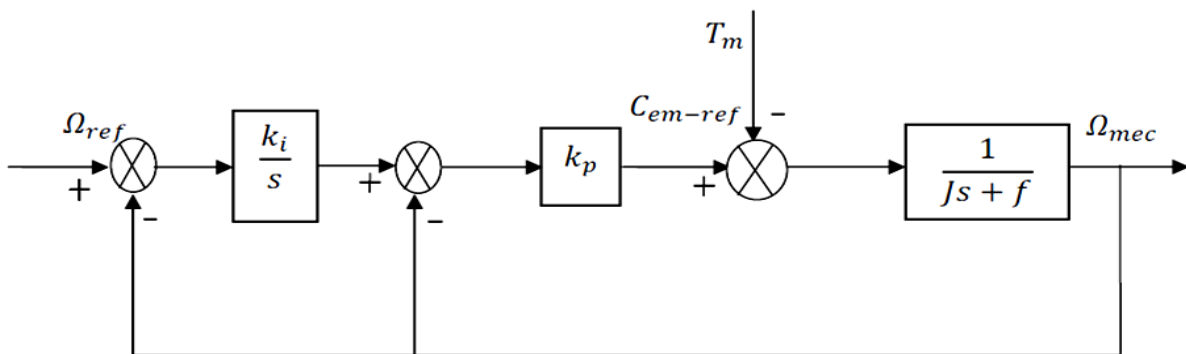


Figure II.16 : Schéma bloc d'un régulateur IP.

La fonction de transfert se met sous la forme suivante :

$$\Omega_{\text{mec}} = F(S)\Omega_{\text{ref}} - P(S)T_m \quad (\text{II. 26})$$

$$F(S) = \frac{k_i k_p}{JS^2 + (f + k_p)S + k_i k_p} \quad (\text{II. 27})$$

$$P(S) = \frac{S}{JS^2 + (f + k_p)S + k_i k_p} \quad (\text{II. 28})$$

Le choix de la pulsation propre ω_n et du facteur d'amortissement ξ_n permet de calculer les Coefficients du régulateurs IP [26].

$$k_i = \frac{J \cdot \omega_n^2}{k_p} \quad (\text{II. 29})$$

$$k_p = 2J\xi_n\omega_n - f \quad (\text{II. 30})$$

II.1.4.3 Résultats de simulation PI :

La figure II .17 montre la variation de la vitesse du vent en fonction de la variation de temps (t=10s) entre les valeurs de $v = 9,4 \text{ m/s}$ et $v = 10,4 \text{ m/s}$. Cela donne un reflet d'un véritable profil de vent.

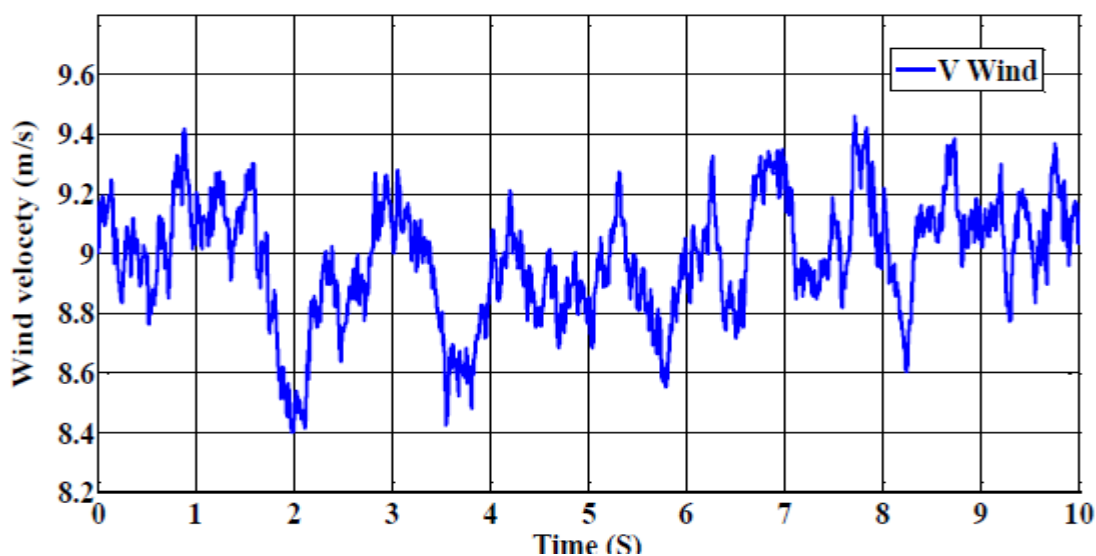


Figure II- 17 : Modèle du profil de vent.

La Figure II-18 représente la variation du coefficient de puissance C_p , qui est maintenu autour de sa valeur maximale 0,29.

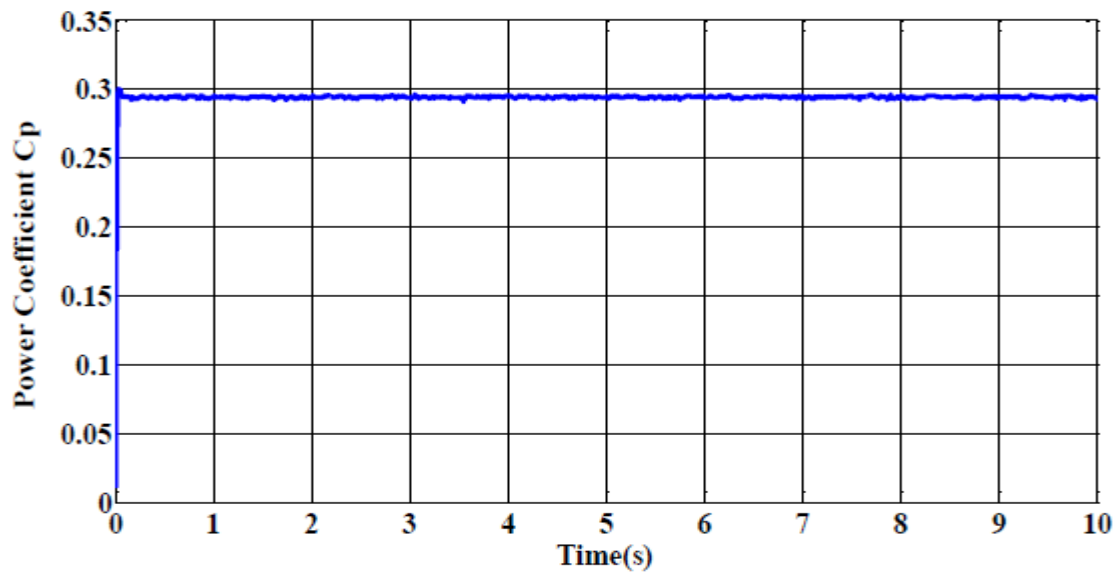


Figure II- 18 : variation du coefficient de Puissance C_p .

Les Figures. II-19 et II-20 représentent la régulation de la vitesse mécanique utilisant un régulateur PI. Lorsque la turbine atteint son régime de fonctionnement permanent, sa vitesse est alors la réplique exacte de la vitesse de référence : ceci indique l'efficacité de la technique de contrôle utilisée.

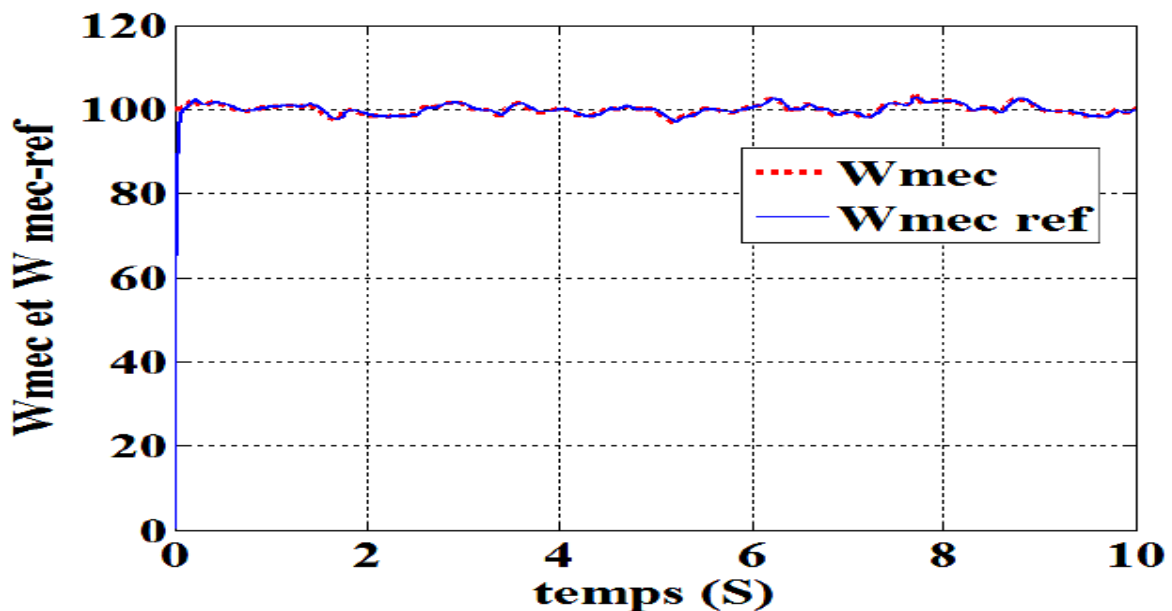


Figure II.19 : Allure de la vitesse mécanique.

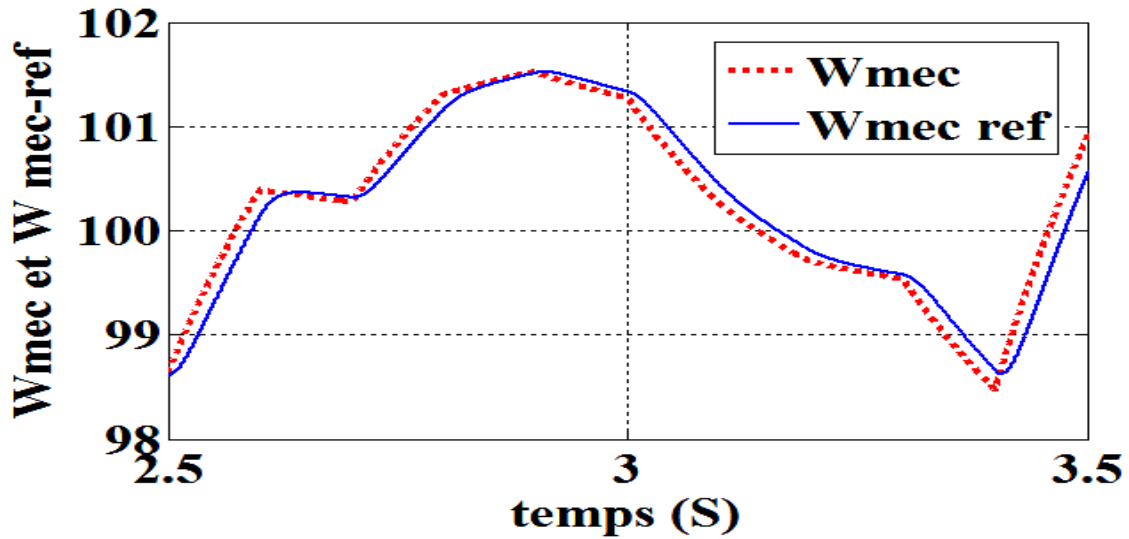


Figure II- 20 : Zoom sur l'allure de la vitesse mécanique.

Les Figures. II-21 et II-22 représente la régulation de la vitesse mécanique utilisant un Régulateur IP

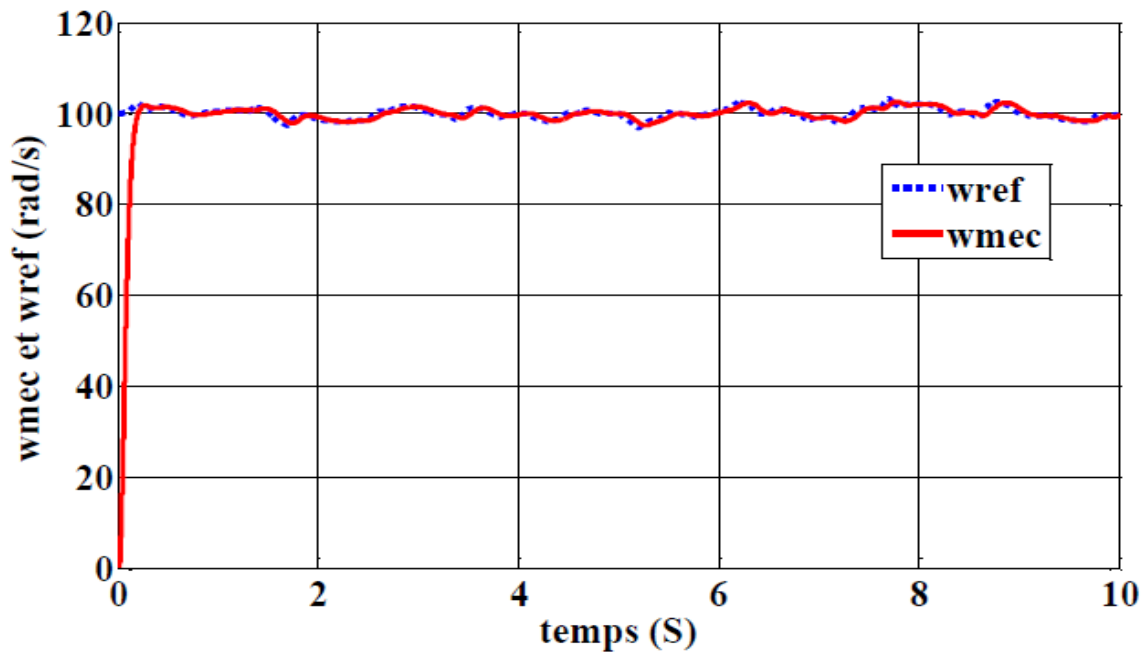


Figure II. 21 : Allure de la vitesse mécanique.

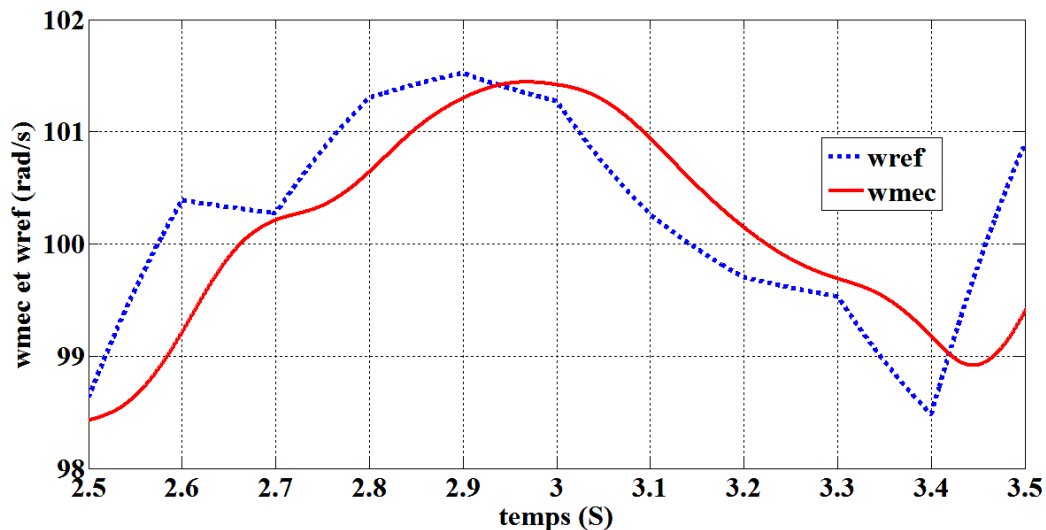


Figure II. 22 : Zoom sur l'allure de la vitesse mécanique.

Dans la suite de ce travail, les deux méthodes de réglage de la vitesse par PI et IP, pour les Chaines de conversion isolé et connecté au réseau électrique, seront respectivement utilisées.

II.2 La machine asynchrone à double alimentation

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) 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. Ce type de machine est utilisé comme génératrice dans la plupart des projets de centrale éolienne à travers le monde du fait

qu'elle offre de grands avantages de fonctionnement.

Intégrée dans un système éolien, la génératrice asynchrone à double alimentation permet de fonctionner sur une large plage de vitesses de vent, et d'en tirer le maximum de puissance possible, pour chaque vitesse de vent. Son circuit statorique est connecté directement au réseau électrique. Un second circuit placé au rotor est également relié au réseau mais par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance [37].

II.2.1 Description de la machine asynchrone à double alimentation :

La machine asynchrone à double alimentation présente un stator analogue à celui des machines triphasées classiques (asynchrone à cage ou synchrone), il est constitué le plus souvent de tôles magnétiques empilées, munies d'encoches dans lesquels viennent s'insérer des enroulements décalés de 120° dans l'espace [41].

Ce type de machines nécessite une seule source d'alimentation qui peut alimenter les deux côtés de la machine et ceci constitue un avantage principal surtout dans les domaines d'application à vitesse variable, de sorte que le glissement de la machine à double alimentation peut être contrôlé par l'association des convertisseurs de puissance du côté statorique ou rotorique ou bien des deux à la fois. Ceci dépend essentiellement du facteur technico-économique de construction.

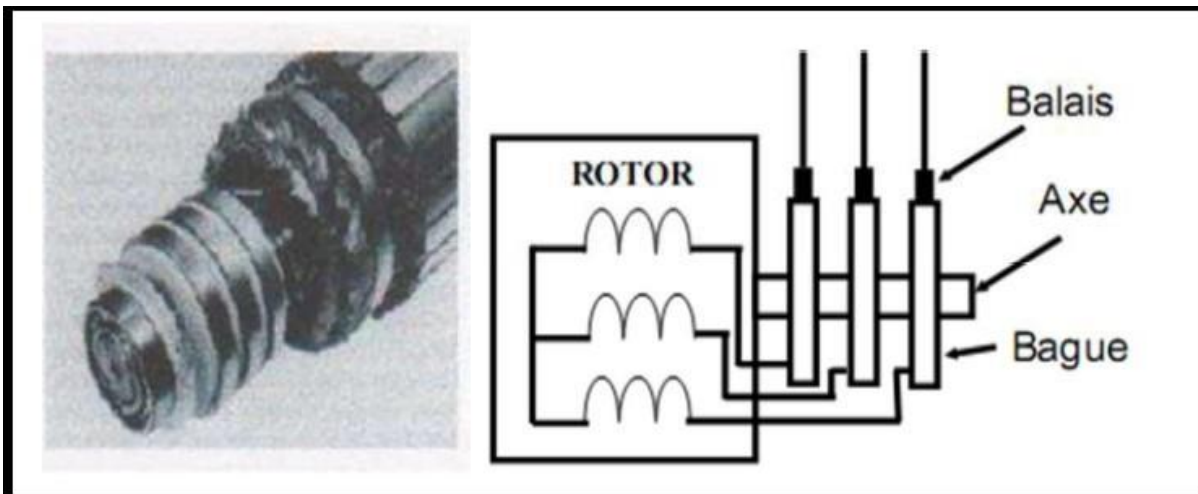


Figure II.23 : Structure de rotor bobiné

Cette machine peut fonctionner comme générateur ou moteur, le stator de la MADA connecté directement au réseau et le rotor est connecté à un convertisseur statique figure (II.19)

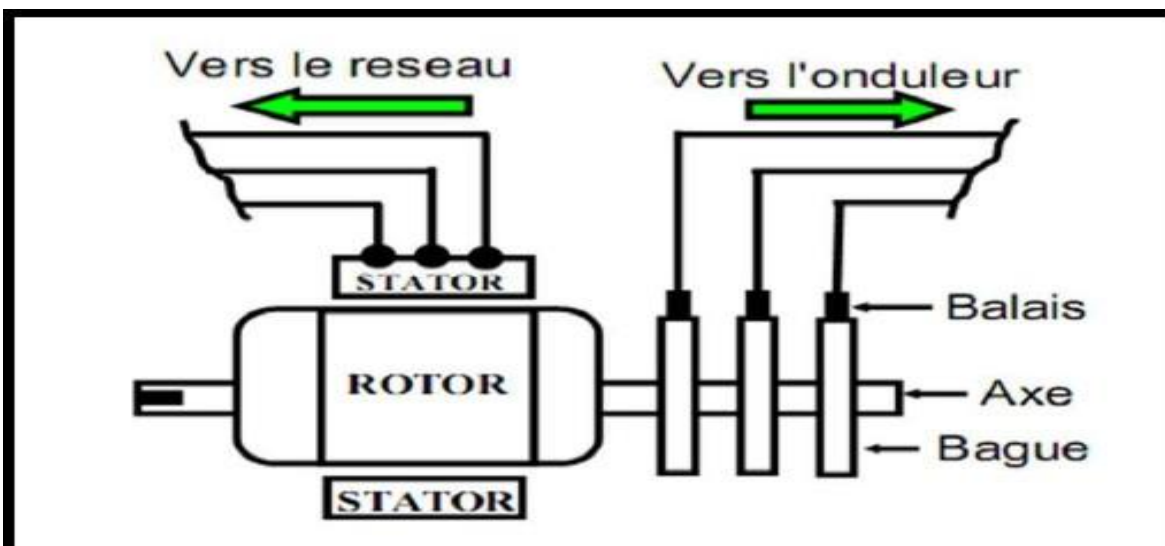


Figure II.24 : Structure d'une machine asynchrone à double alimentation

II.3 Mode de fonctionnement de la MADA :

En générale, la MADA permet de fonctionner en moteur ou en générateur, cependant la commande des tensions rotoriques permet de gérer le champ magnétique à l'intérieur de la machine, offrant ainsi la possibilité de fonctionner en hyper synchronisme ou en hypo synchronisme aussi bien en mode

moteur ou générateur.

Cette machine présente quatre modes de fonctionnement [38], [39],[40] :

- En moteur : Hypo ou hyper-synchrone
- En génératrice : Hypo ou hyper-synchrone

Contrairement à la machine à cage alimentée à fréquence fixe, ce n'est pas uniquement la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement mais la combinaison des fréquences de rotation, d'alimentation du rotor et du stator, et du signe de la puissance mécanique.

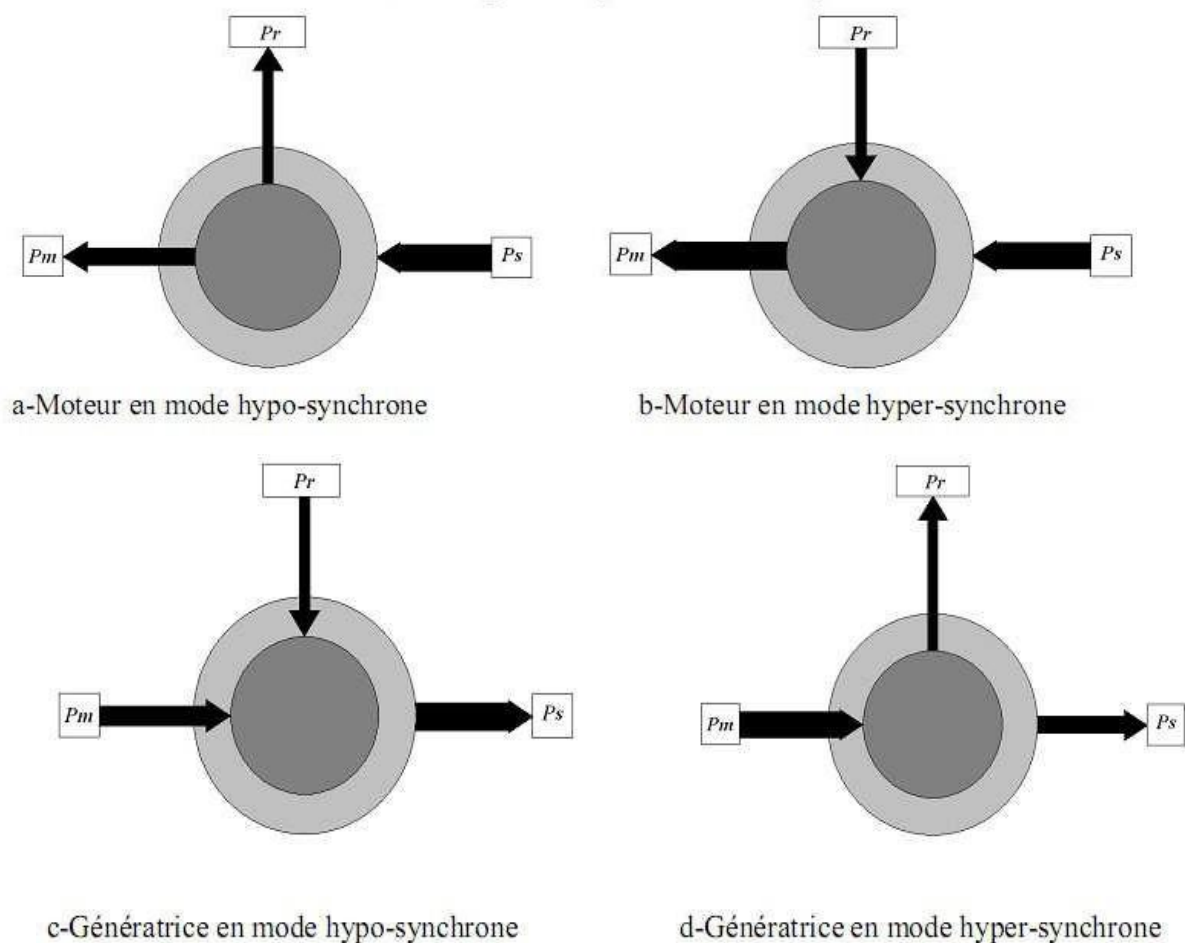


Figure II.25 : Les quatre modes de fonctionnement d'une MADA

Où :

P_s : Puissance statorique. P_r : Puissance rotorique.

P_m : Puissance mécanique

a- Lorsque la machine tourne en dessous de la vitesse de synchronisme, la puissance électrique du stator est transformée en partie en puissance mécanique et le reste peut être réinjectée au réseau à travers le rotor. La MAS à cage peut fonctionner dans les mêmes conditions, sauf que cette

puissance est dissipée dans le rotor sous forme de pertes Joules.

b- Lorsque la machine au-dessus de la vitesse de synchronisme, elle peut recevoir de la puissance électrique du côté stator et du rotor. La MAS à cage ne peut pas fonctionner dans ce mode.

c- Lorsque la machine reçoit de la puissance du côté mécanique et du rotor, celle-ci tourne en dessous de la vitesse de synchronisme. La MAS à cage ne peut pas fonctionner dans ce mode.

d- Lorsque la machine tourne au-dessus de la vitesse de synchronisme, la puissance mécanique est réinjectée au réseau à travers le stator et le rotor. La MAS à cage peut fonctionner dans les mêmes conditions, sauf que cette puissance est dissipée dans le rotor sous forme de pertes Joules.

II.3.1 Domaine d'application de la MADA

Actuellement la machine asynchrone à double alimentation occupe une large place dans les applications industrielles, grâce à ces nombreux avantages. En effet, la MADA est très utilisée en mode générateur dans les applications d'énergie renouvelables notamment dans les systèmes éoliens [41]. De plus le fonctionnement de générateur représente la MADA comme une alternative sérieuse aux machines synchrones classiques dans de nombreux systèmes de production d'énergie décentralisée telles que :

- Les générateurs des réseaux de bord des navires ou des avions.
- Les centrales hydrauliques à débit et vitesse variable.
- Les groupes électrogènes pour lesquels la réduction de vitesse pendant les périodes de faible consommation permet de réduire sensiblement la consommation de carburant.

La MADA peut être utilisée dans d'autres applications importantes nécessitant un fort couple de démarrage, telles que :

- La métallurgie avec les enrouleuses et les dérouleuses de bobines.
- La traction, avec notamment des applications de type transport urbain ou propulsion maritime.
- Et enfin l'application de levage, les ascenseurs, les monte-charges...etc.

II.3.2 Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation.

Le modèle mathématique permet principalement d'observer les différentes évolutions des grandeurs électromécaniques d'une part, et d'autre part de prévoir le contrôle nécessaire pour pallier aux différents problèmes qui accompagnent les opérations de variation de charge, de vitesse ...etc.

La machine est alimentée en tension, les composantes du vecteur de commande de l'équation d'état seront donc des tensions. Les différentes grandeurs seront, dans un premier temps exprimé dans leurs repères respectifs :

La machine asynchrone à double alimentation comporte trois bobines statorique décalées entre elles Par un angle de (θ) , etaussi trois bobines rotoriques identiques et similaires à celles du stator .

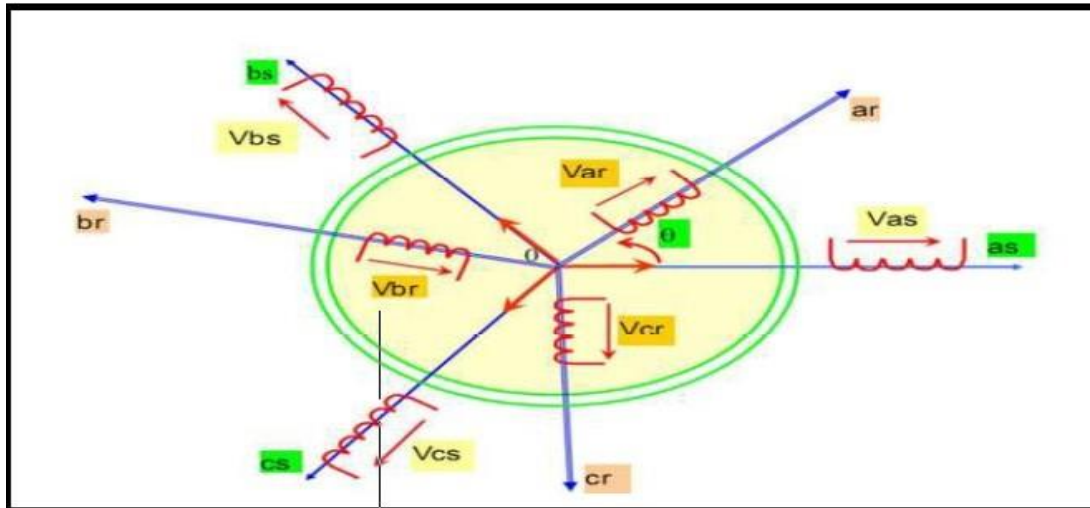


Figure II.26 : Représentation spatiale de la MADA

Avec :

a_s, b_s, c_s : phases du stator.

a_r, b_r, c_r : phases du rotor.

II.3.3 Hypothèses simplificatrices

La machine asynchrone, avec la répartition de ses enroulements et sa géométrie, est très complexe pour se prêter à une analyse tenant compte de sa configuration exacte, il est alors nécessaire d'adopter des hypothèses simplificatrices [8]. Elles sont indispensables pour une réalisation technologique de la commande, mais elles écartent le modèle obtenu de la réalité du processus à représenter [41] :

- On suppose les circuits magnétiques non saturés, et suffisamment feuilletés pour que les pertes fer soient négligeables. Les relations entre les flux et les courants sont d'ordre linéaires.
- On considère une densité de courant uniforme dans la section des conducteurs élémentaires, l'effet de peau est donc négligé.
- Le phénomène d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés.

Sinusoïdalement le long de la périphérie des deux armatures.

- On ne tient compte que du premier harmonique d'espace de distribution de force magnétomotrice de chaque phase du stator et du rotor. L'entrefer est d'épaisseur uniforme (constant), les inductances propres sont constantes. Les inductances mutuelles sont des fonctions sinusoïdales de l'angle entre les axes des enroulements rotoriques et statoriques.
- On considère que la machine fonctionne en régime équilibré[8],[45],[46].

II.3.4 Equations électriques et équations mécaniques

Dans le domaine de la modélisation des machines électriques il y a deux approches différents une première qui est basée sur le calcul des champs et qui demande sur moyen de calcul très puissant. Cette méthode s'adresse beaucoup plus au constructeur. Une deuxième approche est basée sur le modèle électromécanique ou on trouve plus de simplifications. Dans notre cas nous allons basée sur cette dernière.

II.3.5 Equations Electriques de la machine[4],[47],[48],[49]

La loi faraday et loi d'ohm permette de relier les tensions des enroulements aux flux totalisées et aux courants dans les bobinages obéissent à l'équation suivante.

$$V = Ri + \frac{d\Phi}{dt} \quad (\text{II.33})$$

De là, on déduit celle des phases statoriques et rotoriques sous forme matricielle.

- Au niveau du stator

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.34})$$

$$[V_{abc}] = [R_s][i_{abc}] + \frac{d}{dt} [\Phi_{abc}] \quad (\text{II.35})$$

Et les équations des tensions rotoriques, peuvent être exprimées par Avec :

$$[V_{rabc}] = [R_r][i_{rabc}] + \frac{d}{dt} [\Phi_{rabc}] \quad (\text{II.36})$$

V_{sa}, V_{sb}, V_{sc} : Les tensions simples triphasées au stator .

i_{sa}, i_{sb}, i_{sc} : Les courants statoriques.

$\Phi_{sa}, \Phi_{sb}, \Phi_{sc}$: Les flux propres au stator.

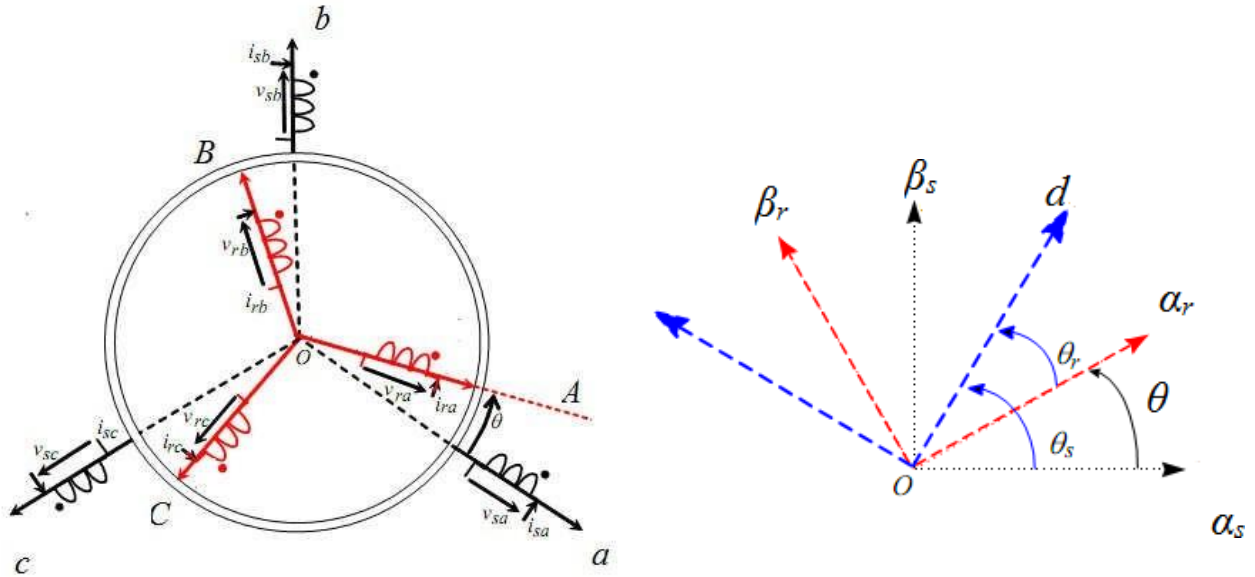
V_{ra}, V_{rb}, V_{rc} : Les tensions simples triphasées au rotor .

i_{ra}, i_{rb}, i_{rc} : Les courants rotoriques.

$\Phi_{ra}, \Phi_{rb}, \Phi_{rc}$: Les flux propres au rotor

R_s : la résistance des enroulements statorique.

R_r : la résistance des enroulements rotorique



a) Enroulements de la MADA dans le repère naturel

b) Représentation dans le repère diphasé

Figure II.35 : Représentation des enroulements de la MADA

II.3.6. Equation magnétique :

On définit le vecteur flux par :

$$[\Phi_{sabc}] = \begin{bmatrix} \Phi_{sa} \\ \Phi_{sb} \\ \Phi_{sc} \end{bmatrix} \text{ Et } [\Phi_{rabc}] = \begin{bmatrix} \Phi_{ra} \\ \Phi_{rb} \\ \Phi_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.37})$$

Les vecteurs courants par :

$$[i_{sabc}] = \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \text{ Et } [i_{rabc}] = \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.38})$$

Les flux statoriques et rotoriques instantanés par phase, sont donnés par :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{sabc} \\ \Phi_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [L_r] & [M_{sr}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sabc} \\ i_{rabc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.39})$$

Avec:

$$[L_s] = \begin{bmatrix} I_s & M_s & M_s \\ M_s & I_s & M_s \\ M_s & M_s & I_s \end{bmatrix}, [L_r] = \begin{bmatrix} I_r & M_r & M_r \\ M_r & I_r & M_r \\ M_r & M_r & I_r \end{bmatrix} \quad (\text{II.40})$$

$$[M_{SR}] = [M_{RS}]^t = M_{SR} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{4\pi}{3}\right) & \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{II.41})$$

Avec:

L_s : L'inductance propre d'une phase statorique.

M_s : L'inductance mutuelle entre deux phases statoriques.

L_r : L'inductance propre d'une phase rotorique.

M_r : L'inductance mutuelle entre deux phases rotoriques.

M_{sr} : L'inductance mutuelle entre une phase statorique et une phase rotorique.

II.3.7. Equation mécanique

II.12.2.1 Le couple électromagnétique est donné par :

$$C_{em} = P [I_s] \left(\frac{d}{d\theta} [M_{sr}] \right) [I_r] \quad (\text{II.42})$$

Avec : P est le nombre de pair de pôles. L'équation dynamique est donnée par :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{em} - C_r - f \cdot \Omega_{mes} \quad (\text{II.43})$$

Avec :

J : l'inertie de la machine.

C_r : le couple résistant.

f : le coefficient de frottement visqueux.

II.4. Application de la transformation de park :

La transformation de Park, définie par la matrice de rotation $[P(\theta)]$, permet de ramener les variables du repère triphasé (a,b,c) sur les axes d'un repère diphasé tournant (d,q,o). Les grandeurs statoriques et rotorique sont alors exprimées dans un même repère figure (II.23)

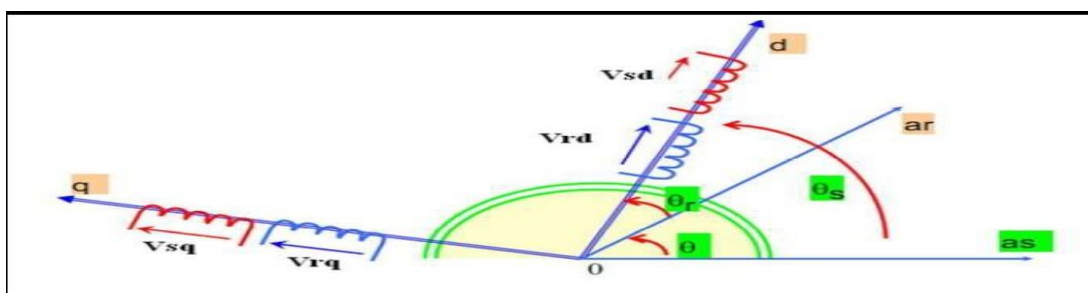


Figure II.36 : Transformation de park

Revenons au choix de ces angles de transformation pour chaque ensemble de grandeurs (statoriques et rotoriques). Si l'on note par (respectivement par) l'angle de la transformation de park des grandeurs statoriques (respectivement rotorique). On remarque sur la figure que et sont naturellement liés à θ par la relation rigide.

$$\theta_s - \theta_r = \theta \quad (\text{II.44})$$

La matrice de changement de base $[P(\cdot)]$ définie par :

$$[P(\theta_s)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos \theta_s & \cos(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix}$$

Et son inverse est défini par :

$$[P(\theta_s)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos \theta_s & -\sin(\theta_s) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix}$$

On ainsi que :

$$[i_{dgo}] = [P(\theta_s)][i_{abc}] \quad (\text{II.46})$$

$$[V_{dgo}] = [P(\theta_s)][V_{abc}] \quad (\text{II.47})$$

$$[\Phi_{dgo}] = [P(\theta_s)][\Phi_{abc}] \quad (\text{II.48})$$

La matrice $[p(\theta)]$ représente la matrice de transformation appliquée au stator la transformation des grandeurs rotoriques s'obtient en remplaçant l'indice (s) par l'indice (r).

II.4.1. Modélisation de la machine asynchrone dans le repère de Park :

Equation électrique :

$$[V_{sabc}] = [R_S][i_{sabc}] + \frac{d}{dt} [\Phi_{sabc}] \quad (\text{II.49})$$

La transformation linéaire $[p(\theta_s)]$ appliquée à l'équation (II. 31)

$$[P(\theta_s)]^{-1} [V_{sdgo}] = [R_S][P(\theta_s)]^{-1} [i_{sdgo}] + \frac{d}{dt} ([P(\theta_s)]^{-1} [\Phi_{sdgo}]) \quad (\text{II.50})$$

Soit en multipliant à gauche par $[p(\theta_s)]$

$$[V_{sdqo}] = [R_s][i_{sdqo}] + \frac{d}{dt} [\Phi_{sdqo}] + [P(\theta_s)] \frac{d}{dt} ([P(\theta_s)]^{-1} [\Phi_{sdqo}]) \quad (\text{II.51})$$

On démontre que :

$$[p(\theta_s)] \frac{d}{dt} ([p(\theta_s)]^{-1}) = \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \frac{d}{dt} (\theta_s) \quad (\text{II.52})$$

On obtient les équations électriques suivantes.

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\Phi_{sd}}{dt} - \omega_s \phi_{sq} \quad (\text{II.53})$$

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\Phi_{sd}}{dt} + \omega_s \phi_{sq}$$

$$v_{so} = R_s i_{so} + \frac{d\Phi_{so}}{dt}$$

Où :

$$\omega_s = \frac{d\theta_s}{dt} \quad (\text{II.54})$$

$$V_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\Phi_{rd}}{dt} - \omega_r \Phi_{rq} \quad (\text{II.55})$$

$$V_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\Phi_{rd}}{dt} + \omega_r \Phi_{rq}$$

De façon analogue, la transformation des grandeurs rotoriques conduit au système : Où :

$$\omega_r = \frac{d\theta_r}{dt} \quad (\text{II.56})$$

Equation magnétique :

Les transformations proposées établissent les relations entre les flux d'axes (d, q, o) et les flux d'axes (a, b, c) :

$$[\Phi_{sdqo}] = [p(\theta_s)][\Phi_{sabc}] \text{ et } [\Phi_{sabc}] = [p(\theta_r)][\Phi_{sabc}] \quad (\text{II.57})$$

En développant les expressions des flux, elles deviennent au :

➤ Au niveau d'astator

$$[\Phi_{sdqo}] = [p(\theta_s)][L_s][i_{sabc}] + [M_{SR}][i_{rabc}] \quad (\text{II.58})$$

Soit:

$$[\Phi_{sdqo}] = [p(\theta_s)][L_s][p(\theta_s)]^{-1}[i_{sabc}] + [p(\theta_s)][M_{SR}][p(\theta_s)]^{-1}[i_{rabc}] \quad (\text{II.59})$$

➤ Au niveau du rotor

$$[\Phi_{sdqo}] = [p(\theta_r)][M_{SR}][i_{sabc}] + [L_r][i_{rabc}] \quad (\text{II.60})$$

Soit :

$$[\Phi_{sdqo}] = [p(\theta_r)][M_{SR}][p(\theta_s)]^{-1}[i_{sabc}] + [p(\theta_r)][L_{SR}][p(\theta_s)]^{-1}[i_{rabc}] \quad (\text{II.61})$$

$$[p(\theta_s)][L_S][p(\theta_s)]^{-1} = \begin{bmatrix} l_s - M_S & 0 & 0 \\ 0 & l_s - M_S & 0 \\ 0 & 0 & l_s - 2M_S \end{bmatrix} \quad (\text{II.62})$$

$$[p(\theta_s)][M_{SR}][p(\theta_r)]^{-1} = \frac{3}{2} M_{SR} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

On définit :

$L_s - M_s$: L'inductance cyclique statorique.

$M = \frac{3}{2} M_{sr}$ L'inductance mutuelle cyclique entre stator et rotor.

: L'inductance homopolaire statorique .

Ainsi l'expression des flux totalisés prend la forme suivante :

$$\begin{aligned} \phi_{sd} &= L_s i_{sd} + M_{sr} i_{rd} \\ \phi_{sq} &= L_s i_{sq} + M_{sr} i_{rq} \\ \phi_{so} &= L_s i_{so} \end{aligned}$$

On obtient de la même manière pour le rotor :

$$\begin{aligned} \phi_{rd} &= L_r i_{rd} + M_{sr} i_{sd} \\ \phi_{rq} &= L_r i_{rq} + M_{sr} i_{sq} \\ \phi_{ro} &= L_r i_{ro} \end{aligned}$$

A

v

e

: L'inductance cyclique rotorique.

c

: L'inductance homopolaire rotorique.

:

Quand les sommes des composantes (a, b, c) sont nulles, la troisième équation toujours vérifiée car identiquement nulle.

Les équations de Park, statoriques et rotoriques s'écrivent :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \phi_{sq} \quad (\text{II.65})$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_s \phi_{sd}$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \phi_{rq}$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \omega_r \phi_{rd}$$

Les flux sont donnés dans le système :

$$\phi_{sd} = L_s i_{sd} + M_{sr} i_{rd}$$

$$\phi_{sq} = L_s i_{sq} + M_{sr} i_{rq}$$

$$\phi_{rd} = L_r i_{rd} + M_{sr} i_{sd}$$

$$\phi_{rq} = L_r i_{rq} + M_{sr} i_{sq}$$

II.4.2. Choix du référentiel

Les équations de la machine asynchrone triphasée peuvent être exprimées dans différentes référentielles. Le choix d'un référentiel se fait selon le problème étudié [5] :

II.4.2.1. Référentiel lié au stator

Ce référentiel est le mieux adapté pour travailler avec les grandeurs instantanées. Il est utilisé en vue d'étudier les variations importantes de la vitesse de rotation. Aussi il est préférable lors de l'étude des grandeurs statoriques [5].

Il se traduit par les conditions :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = 0, \frac{d\theta}{dt} = -\frac{d\theta_r}{dt} = -\omega_r \quad (\text{II.67})$$

Les équations électriques prennent la forme :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} \quad (\text{II.68})$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt}$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \phi_{rq}$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \omega_r \phi_{rd}$$

II.4.2.2. Référentiel lié au rotor

Ce référentiel est intéressant pour les problèmes des régimes transitoires ou la vitesse de rotation est considérée comme constant [5] .

Il est avantageux pour l'étude des grandeurs statoriques. Il se traduit par la relation :

$$\frac{d\theta_r}{dt} = 0, \frac{d\theta}{dt} = \frac{d\theta_s}{dt} = \omega \quad (\text{II.69})$$

Et les équations de tension deviennent :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \phi_{sq} \omega_s \quad (\text{II.70})$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \phi_{sd} \omega_s$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt}$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt}$$

II.4.2.3. Référentiel lié au champs tournant

Il se traduit par :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s, \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - \omega \quad (\text{II.71})$$

Ce type de référentiel est souvent utilisé dans l'étude de l'alimentation des moteurs à fréquence variable. Son modèle permet d'avoir des grandeurs constantes en régime permanent d'où la facilité de régulation. Il est donc préférable de travailler dans ce repère lors d'une étude de la commande des machines.

Le modèle de la machine asynchrone à double alimentation s'écrit dans le repère de Park lié au champ tournant comme suit[5] :

$$[v_{ds}] = [R_s][i_{ds}] + \frac{d}{dt}[\phi_{ds}] - \omega_s - \phi_{qs} \quad (\text{II.72})$$

$$[v_{qs}] = [R_s][i_{qs}] + \frac{d}{dt}[\phi_{qs}] - \omega_s - \phi_{ds}$$

$$[v_{dr}] = [R_r][i_{dr}] + \frac{d}{dt}[\phi_{dr}] - (\omega_s - \omega) - \phi_{qr} \quad (\text{II.73})$$

$$[v_{qr}] = [R_r][i_{qr}] + \frac{d}{dt}[\phi_{qr}] - (\omega_s - \omega) - \phi_{dr}$$

$$C_{em} = p \frac{M}{L_r} (\phi_{dr} i_{qr} - \phi_{qr} i_{ds}) \quad (\text{II.74})$$

$$\frac{J}{p} \frac{d}{dt} \omega = C_{em} - C_r - C_f \quad (\text{II.75})$$

II.4.3. Mise sous forme d'équations d'état

Pour la machine asynchrone à double alimentation les variables de contrôle sont les tensions statoriques et rotoriques. On considérant les flux statoriques et les courants statoriques comme des vecteurs d'état, alors le modèle de la MADA et d'écrit par les équations suivantes : pour une bonne représentation de la machine asynchrone à double alimentation, nous considérons comme variable d'état les flux statoriques (et), les courants rotoriques (,) et la vitesse de rotation ω .

Le système d'équation présentant la machine dans la repère (d-q) lié au champ tournant à la vitesse de synchronisme à l'aide des expressions de système d'équation (II.53) (II.54) et (II.63) nous obtenons le modèle de la machine à double alimentation suivant[5].

$$\frac{d\phi_{sd}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \phi_{sd} + \omega_s \phi_{sq} + \frac{R_s M_{sr}}{L_r} i_{rd} + v_{sd} \quad (\text{II.76})$$

$$\frac{d\phi_{sq}}{dt} = -\omega_s \phi_{sd} - \frac{R_s}{L_s} \phi_{sq} + \frac{R_s M_{sr}}{L_r} i_{rq} + v_{sq}$$

$$\frac{di_{rd}}{dt} = -\frac{R_s M_{sr}}{\sigma L_r L_s} \phi_{sd} - \frac{M_{sr}}{\sigma L_r L_s} \phi_{sq} - \left[\frac{R_r}{\sigma L_r} + \frac{R_s M_{sr}^2}{\sigma L_r L_s^2} \right] i_{rd} + (\omega_s - \omega) i_{rq} - \frac{M_{sr}}{\sigma L_r L_s} v_{sd} + \frac{1}{\sigma L_r} v_{rd}$$

$$\frac{di_{rq}}{dt} = \frac{M_{sr}}{\sigma L_r L_s} \omega \phi_{sd} + \frac{R_s M_{sr}}{\sigma L_r L_s} \phi_{sq} - (\omega_s - \omega) i_{rd} - \left[\frac{R_r}{\sigma L_r} + \frac{R_s M_{sr}^2}{\sigma L_r L_s^2} \right] i_{rq} - \frac{M_{sr}}{\sigma L_r L_s} v_{sq} + \frac{1}{\sigma L_r} v_{rq}$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{p^2 M_{sr}}{L_s J} (\phi_{sq} i_{rd} - \phi_{sd} i_{rq}) - \frac{p}{J} C_r - \frac{f}{J} \omega$$

Où

σ est le coefficient de dispersion de Blondel : ($\sigma = 1 - M_{sr}^2 / L_r L_s$)

II.5. Simulations

Essayons de valider maintenant le modèle de la machine asynchrone doublement alimentée décrit par les équations trouvées avec la transformation de Park liée au champ tournant citées auparavant.

Les paramètres de la MADA utilisée sont cités à (l'annexe A).

II.5.1. Conditions de la simulation

En premier temps aucune charge n'est appliquée. La machine est entraînée par une vitesse près du synchronisme égale à 1350tr/min ;

La MADA utilisée est de 1.5MW de puissance alimentée directement par une source de tension de 690V à 50Hz et de 25V à 5Hz au stator et au rotor respectivement.

II.5.2. Résultats obtenus

La figure (II.24) représente la tension d'alimentation statorique et rotorique sur deux périodes. La figure (II.25) représente la composante directe et quadratique de flux statorique.

La figure (II.26) représente la composante directe et quadratique de flux rotoriques. La figure (II.27) représente la composante directe et quadratique de courant rotorique. La vitesse mécanique est représentée sur la figure (II.28).

En fin on représente le couple électromagnétique développé par la machine sur la figure (II.29).

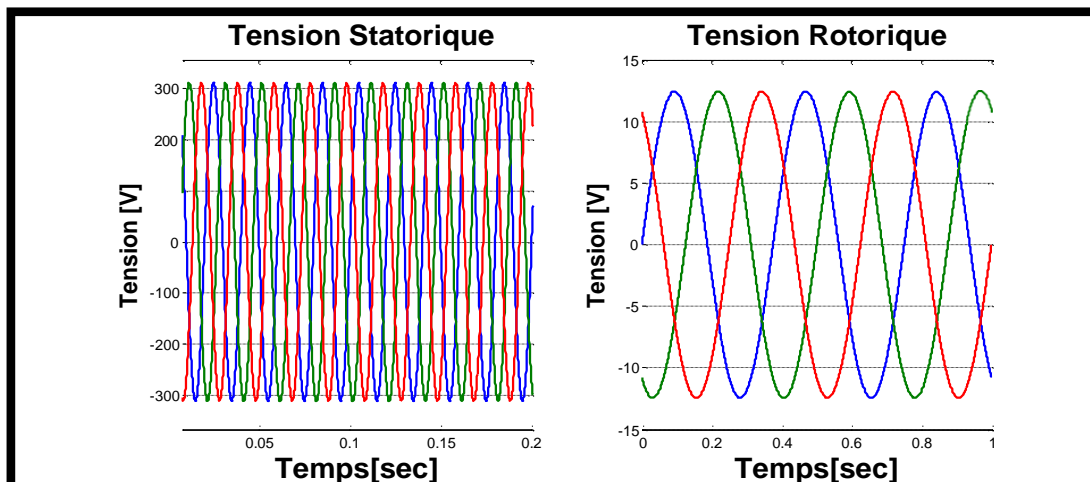


Figure II.37 : Zoom de la tension statorique et rotorique sur deux périodes

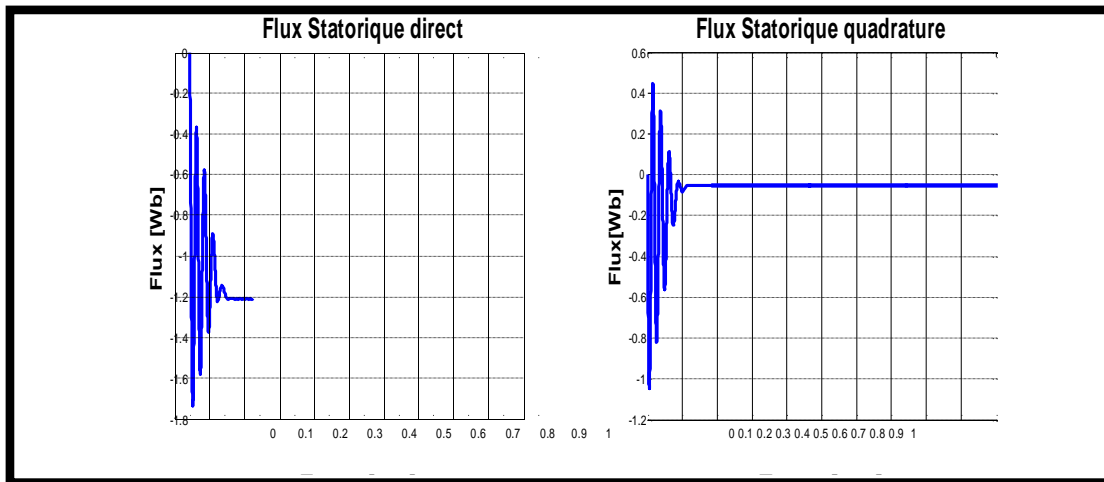


Figure II.38 : La composante directe et en quadrature du flux statorique.

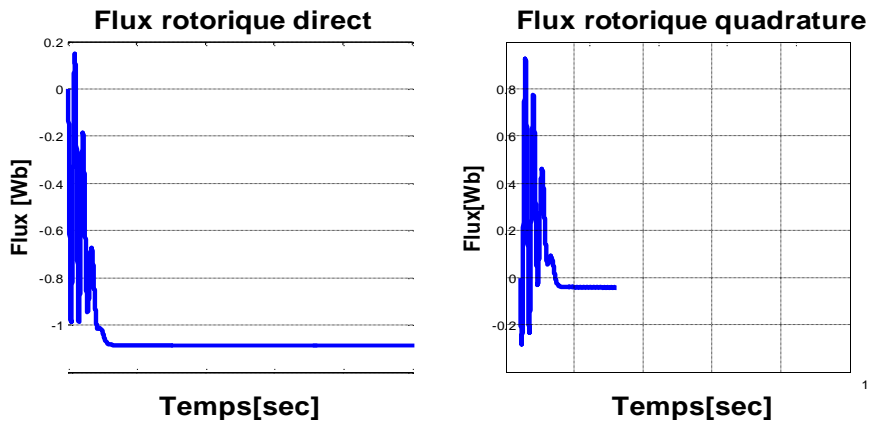


Figure II.39 : La composante directe et en quadrature du flux Rotorique.

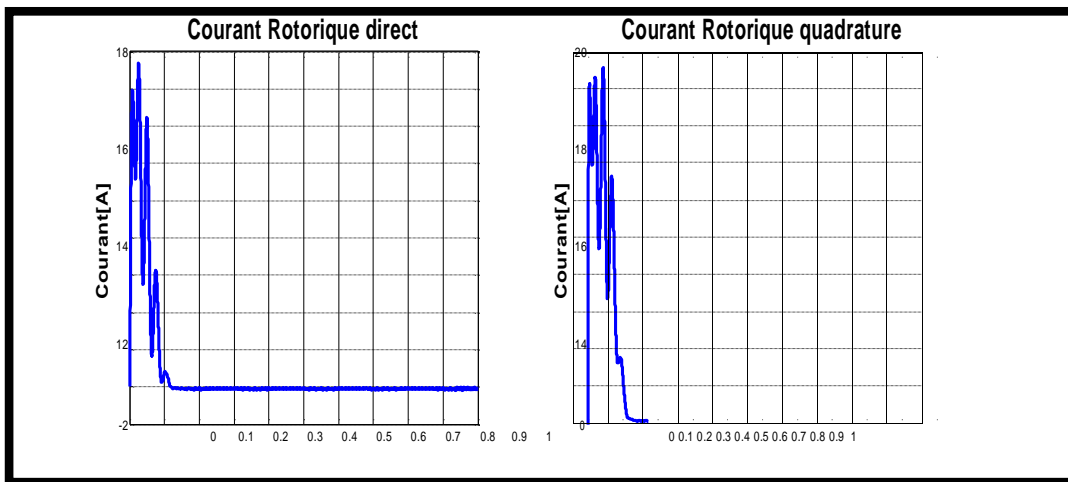


Figure II.40 : La composante directe et en quadrature du CourantRotorique.

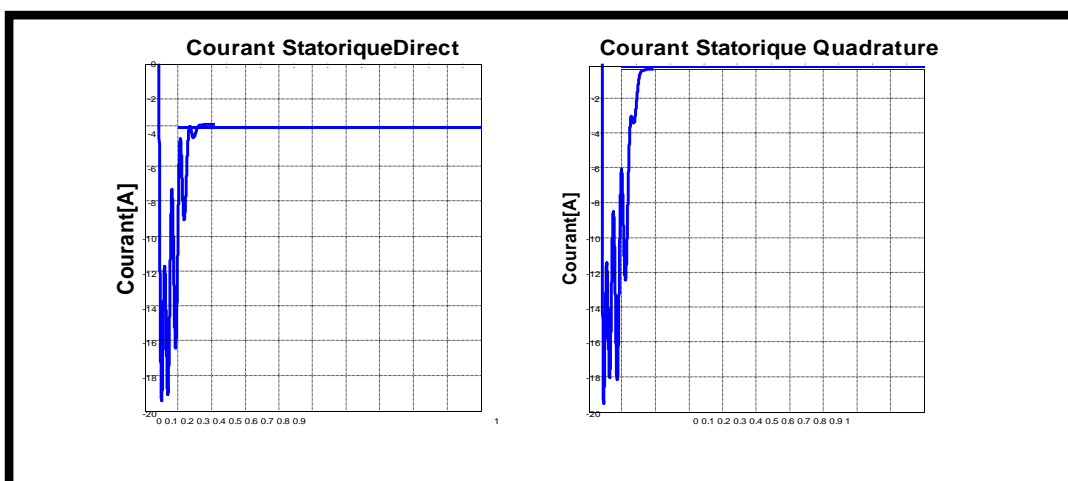


Figure II.41 : La composante directe et en quadrature du Courant Statorique

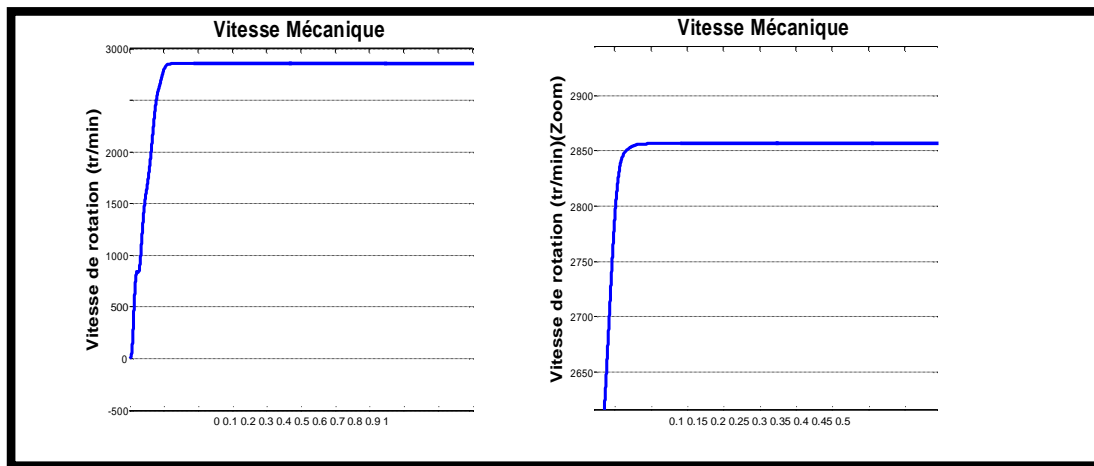


Figure II.42 : La Vitesse Mécanique

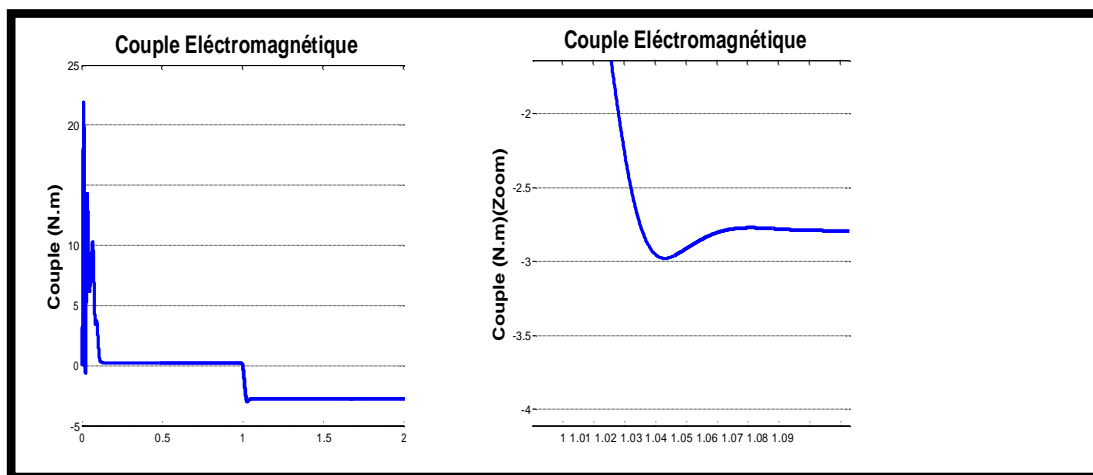


Figure II.43 : Le couple Electromagnétique.

II.5.3. Interprétation :

La simulation effectuée au départ d'un démarrage à vide. On remarque que le régime transitoire est oscillatoire pour toutes les grandeurs de la machine.

L'analyse des courbes représente l'évolution des flux statoriques signalant que ces flux (ψ_s) prennent tous des régimes transitoires oscillatoires.

Pendant la phase de démarrage, les courants rotoriques (i_r) sont fortement oscillatoires, leur valeur dépasse (16A). De telles valeurs peuvent causer la destruction de la machine par échauffement en cas d'un démarrage répété. En régime permanent, ces courants rotoriques stabilisent à des valeurs proches de zéro au bout d'un temps égal à 0.1s.

Après un régime transitoire on constate que le comportement de la vitesse de la MADA à vide atteint sa valeur crête proche de 2860 tr/min au bout d'un temps égale à 0.1s.

La courbe représente des variations des couples électromagnétiques montre que l'amplitude de couple atteint une valeur avoisine de (22N.m) pendant la phase de démarrage. Puis se stabilise à une valeur proche de (-2. 78N.m) cette valeur est définie par le couple de frottement de la machine après que le régime permanent s'est établi. On applique un couple de charge à la machine $=-3\text{N.m}$ dans un instant ($t=1\text{s}$).

On observe des applications du couple résistant que le couple électromagnétique augmente afin de compenser le couple résistant ; cette augmentation induit une légère diminution de la vitesse qui traduit un glissement supplémentaire correspondant au glissement nominal de la machine, et une augmentation du courant rotorique.

Comme on peut souligner un autre point important, c'est la variation notée au niveau du flux l'or de l'application du couple résistant ceci met en évidence le couplage naturel existant entre le flux et le couple.

Nous avons constaté sur l'ensemble des figures représentées, que la machine présente un régime de démarrage lent et avec des dépassements plus importants, ce qui nécessite introduction d'une commande pour améliorer les performances dynamiques de la machine.

II.6 Commande vectorielle de la machine asynchrone à double alimentation :

Dans le but de faire translater les performances de la machine à courant continu à excitation séparée à la machine asynchrone, Blashke et Hasse ont proposé une méthode du contrôle vectoriel de la machine asynchrone. La commande vectorielle dite aussi « commande à flux orienté » est d'une importance majeure puisqu'elle résout les problèmes du couplage des variables de la machine [50].

II.6.1 Stratégie de commande de la MADA :

Il a été montré dans la partie précédente que l'utilité de la MADA est permise le fonctionnement à vitesse variable, ceci est nécessaire pour extraire le maximum de puissance à partir du vent et ainsi augmenter le rendement de la machine. Pour avoir un fonctionnement à vitesse de rotation donnée correspondant à une vitesse de vent, Il faut que la machine impose un couple résistant permettant ce fonctionnement. Etant donné que la puissance est le produit de la vitesse et du couple il suffit d'avoir une référence de puissance qu'il faut suivre pour fonctionner à vitesse optimale. Ainsi une commande vectorielle de la MADA sera réalisée, celle-ci sera détaillée dans la suite de notre travail.

II.6.2. Principe de la commande vectorielle de la MADA :

La commande d'une machine à courant alternatif est effectuée en général par deux techniques, l'une classique (commande scalaire), et l'autre moderne (commande vectorielle). Dans les applications nécessitant des performances dynamiques importantes, il faut pouvoir agir directement sur le couple instantané. C'est facile pour la machine à courant continu, où la force magnétomotrice de l'induit établit un angle droit avec l'axe du flux inducteur, et ceci quel que soit la vitesse de rotation, ainsi le couple est proportionnel au produit du flux inducteur et du courant d'induit. Si la machine est excitée séparément, et l'on maintient le flux inducteur constant, le couple est directement proportionnel au courant d'induit, on obtient donc des bonnes performances dynamiques puisque le couple peut être contrôlé plus rapidement que le courant d'induit peut l'être. Par contre, dans une machine asynchrone, l'angle entre le champ tournant du stator et celui du rotor varie avec la charge, il en résulte des interactions

complexes et des réponses dynamiques oscillatoires. Pour obtenir une situation équivalente à celle de la machine à courant continu, on introduit la technique de la commande vectorielle pour la machine asynchrone, le principe d'orientation du flux a été développé par BLASCHKE au début des années 70. Il consiste à orienter le vecteur courant et le vecteur flux afin de rendre le comportement de cette machine similaire à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée. Le référentiel diphasé choisi est celui lié au champ tournant. L'avantage d'utiliser ce référentiel est d'avoir des grandeurs constantes en régime permanent [51]. Il est alors plus aisé d'en faire la régulation. Afin de simplifier la commande de la machine, le vecteur flux statorique est aligné avec l'axe « d » du repère diphasé Figure (II.30), d'où :

$$\phi_{ds} = \phi_s \quad (\text{II.50})$$

$$\phi_{qs} = 0$$

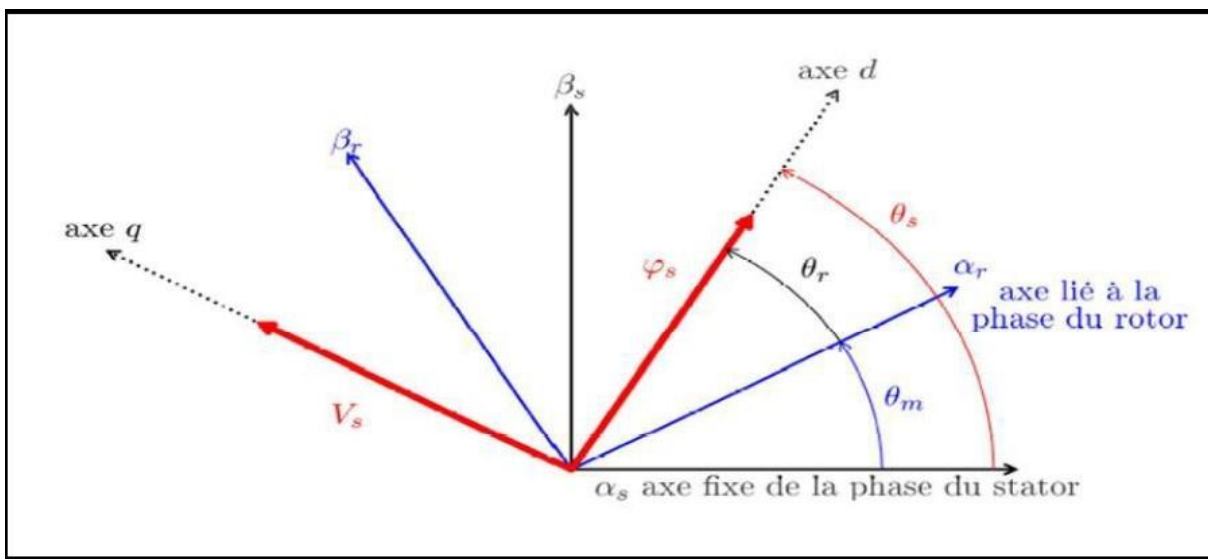


Figure II.44 : Vecteur courant et flux dans le système d'axe choisi

II.6.3 Variantes de la commande vectorielle

La commande à flux orienté appliquée aux moteurs électriques est utilisée pour obtenir le mode de fonctionnement recherché en positionnant d'une manière optimale les vecteurs courants et les vecteurs flux résultants. Des nombreuses variantes de ce principe de commande ont été présentés dans la littérature, que l'on peut classer [2],[43],[52] :

- Suivant la source d'énergie :
 - Commande en tension (Voltage Source Inverter).
 - Commande en courant (Current Controlled Inverter)
- Suivant les opérations désirées pour le flux :
 - Commande vectorielle de flux rotorique
 - Commande vectorielle de flux statorique
 - Commande vectorielle de flux entrefer (ou de flux magnétisant)
- Suivant la détermination de la position de flux :
 - Directe par mesure ou observation du vecteur de flux (module, phase)
 - Indirecte par contrôle de la fréquence de glissement.

II.6.4. Procédé d'orientation du flux

La méthode du flux orienté est basée sur le choix du repère de référence. Par le choix du repère lié au champ tournant, il découle que le flux à orienter statorique, rotorique ou d'entrefer doit

coïncider avec l'axe « d ». Afin d'obtenir un couple maximal, nous devons imposer l'une des conditions suivantes [2],[5] :

II.6.5. Orientation du flux rotorique

$$\begin{aligned}\phi_{rd} &= \phi_r \\ \phi_{rq} &= 0\end{aligned}\quad (\text{II.77})$$

II.6.6. Orientation du flux statorique :

$$\begin{aligned}\phi_{sd} &= \phi_s \quad (\text{II.78}) \\ \phi_{sq} &= 0\end{aligned}$$

II.6.7. Orientation du flux magnétisant:

$$\begin{aligned}\phi_d &= \Phi \quad (\text{II.79}) \\ \phi_q &= 0\end{aligned}$$

Avec :

ϕ : flux rotorique .

Φ : flux statorique.

Dans le cadre de cette thèse, nous développons la commande vectorielle de la machine asynchrone à double alimentation avec l'orientation du repère (d,q) suivant le flux statorique.

II.6.8. Orientation du flux statorique

On rappelle d'abord le système équations différentielles de la machine [1].

$$[v_{dr}] = [R_r][i_{dr}] + \frac{d}{dt}[\phi_{dr}] - (\omega_s - \omega)\phi_{qr} \quad (\text{II.80})$$

$$[v_{qr}] = [R_r][i_{qr}] + \frac{d}{dt}[\phi_{qr}] + (\omega_s - \omega)\phi_{dr}$$

$$[v_{ds}] = [R_s][i_{ds}] + \frac{d}{dt}[\phi_{ds}] - \omega_s\phi_{qs}$$

$$[v_{qs}] = [R_s][i_{qs}] + \frac{d}{dt}[\phi_{qs}]$$

Nous utilisons la modélisation diphasé de la machine asynchrone à double alimentation on oriente le

repère (d, q) afin que l'axe d soit aligné sur le flux statorique.

Avec un flux statorique constant et orienté $\phi_s = \phi_{ds}$ et $\phi_{qs} = 0$, ces équations peuvent se simplifier sous la forme suivant [53],[54] :

$$[v_{ds}] = [R_s][i_{ds}] + \frac{d}{dt}[\phi_{ds}]$$

$$[v_{qs}] = [R_s][i_{qs}] + \frac{d}{dt}[\phi_{qs}] + \omega_s \phi_{ds}$$

$$[v_{dr}] = [R_r][i_{dr}] + \frac{d}{dt}[\phi_{dr}] - (\omega_s - \omega)\phi_{qr} \quad (\text{II.82})$$

$$[v_{qr}] = [R_r][i_{qr}] + \frac{d}{dt}[\phi_{qr}] + (\omega_s - \omega)\phi_{dr}$$

$$v_{sd} = R_s i_{sd} \quad (\text{II.83})$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \phi_s$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - (\omega_s - \omega)\phi_{rq}$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + (\omega_s - \omega)\phi_{rd}$$

Dans le repère triphasé a,b,c, la tension aux bornes d'une phase n du stator s'exprime par la relation générale :

$$v_{ns} = R_s i_{ns} \frac{d\phi_{ns}}{dt} \quad (\text{II.84})$$

R_s : Etant négligeable pour les machines de forte puissance utilisées dans les turbines éoliennes[1], l'expression de la tension statorique devient alors :

$$v_{ns} = \frac{d\phi_{ns}}{dt}$$

Cette relation montre qu'un repère lié au flux statorique tourne alors à la même vitesse angulaire que le vecteur tension statorique et qu'il est en avance de (1/2) sur ce même vecteur. Alors les équations des tensions de la machine se réduisent à la forme suivante [4], [55], [56] :

$$v_{sd} = 0 \quad (\text{II.85})$$

$$v_{sq} = v_s = \omega_s \phi_s$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - (\omega_s - \omega)\phi_{rq}$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + (\omega_s - \omega)\phi_{rd}$$

De la même manière que pour les tensions, les équations des flux deviennent :

$$\phi_s = L_s i_{sd} + M_{sr} i_{rd} \quad (\text{II.86})$$

$$0 = L_s i_{sq} + M_{sr} i_{rq}$$

$$\phi_{rd} = L_r i_{rd} + M_{sr} i_{sd}$$

$$\phi_{rq} = L_r i_{rq} + M_{sr} i_{sq}$$

L'expression du couple électromagnétique devienne alors :

$$C_{em} = -p \frac{M_{sr}}{L_r} \phi_s i_{rq} \quad (\text{II.87})$$

Pour pouvoir contrôler facilement la production d'énergie par la MADA, il est pratique de d'élaborer un modèle pour le contrôle indépendant des puissances actives et réactive. Un tel modèle peut être élaborer en établissant les relations qui lient les puissances active et réactive aux courants et tension rotoriques imposés par l'onduleur.

II.6.9. Relation entre le courant statorique et le courant rotorique :

$$i_{sd} = \frac{v_s}{\omega_s L_s} - \frac{M_{sr}}{L_s} i_{rd} \quad (\text{II.88})$$

$$i_{sq} = -\frac{M_{sr}}{L_s} i_{rq}$$

II.7. Expressions des puissances actives et réactives statorique :

Les puissances actives et réactive statorique, dans le repère orthogonal, s'écrivent

$$P = v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq}$$

$$Q = v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq}$$

Sous l'hypothèse d'un flux statorique orienté, ce système d'équation peut se simplifier sous la forme:

$$p = v_s i_{sq} \quad (\text{II.90})$$

$$Q = v_s i_{sd}$$

En remplaçant les courants statorique directe et quadrature par leurs expressions dans les équations des puissances et réactive, On trouve :

$$p = -\frac{v_s M_{sr}}{L_s} i_{rq} \quad (\text{II.91})$$

$$Q = -\frac{v_s M_{sr}}{L_s} i_{rd} + \frac{v_s^2}{\omega_s L_s}$$

Il ressort de l'expression (II.71) que le contrôle des puissances active et réactive au stator est découplé. En effet, avec une inductance magnétisant constante et un réseau électrique puissant, la puissance active sera directement proportionnelle au courant statorique d'axe q, et la puissance Proportionnelle au courant rotorique d'axe d à un constant pré Imposé par le reseau[8].

II.7.1.Relation entre tensions rotoriques et courants rotoriques :

En remplaçant dans l'équation des flux les courants statoriques par l'expression (II.72) on obtient :

$$\phi_{rd} = \left(L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) i_{rd} + \frac{M_{sr} v_s}{\omega_s L_s} \quad (\text{II.92})$$

$$\phi_{rq} = \left(L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) i_{rq}$$

En introduisant ces expressions dans les équations des tensions rotoriques du système (II.74) on trouve [57],[58] :

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \left(L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) \frac{di_{rd}}{dt} - g \omega_s \left(L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) i_{rq} \quad (\text{II.93})$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \left(L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) \frac{di_{rq}}{dt} - g \omega_s \left(L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s} \right) i_{rd} + g \frac{M_{sr} v_s}{L_s}$$

En régime permanent, les termes faisant intervenir les dérivées des courants rotoriques déphasés disparaissent, nous pouvons donc écrire :

$$v_{rd} = R_r i_{rd} - g \omega_s (L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s}) i_{rq} \quad (II.94)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} - g \omega_s (L_r - \frac{M_{sr}^2}{L_s}) i_{rd} + g \frac{M_{sr} v_s}{L_s}$$

A partir des équations que nous venons de mettre en place, nous pouvons établir les relations entre les tensions appliquées au rotor de la machine et les puissances statoriques que cela engendre. Il est donc possible maintenant de décrire le schéma de la machine asynchrone à double

Alimentation qui sera bloc à réguler par la suite.

En examinant les équations (II.77) et (II.78) nous pouvons élaborer le modèle pour le contrôle des puissances tel qu'il est présenté par le schéma bloc ci-dessous

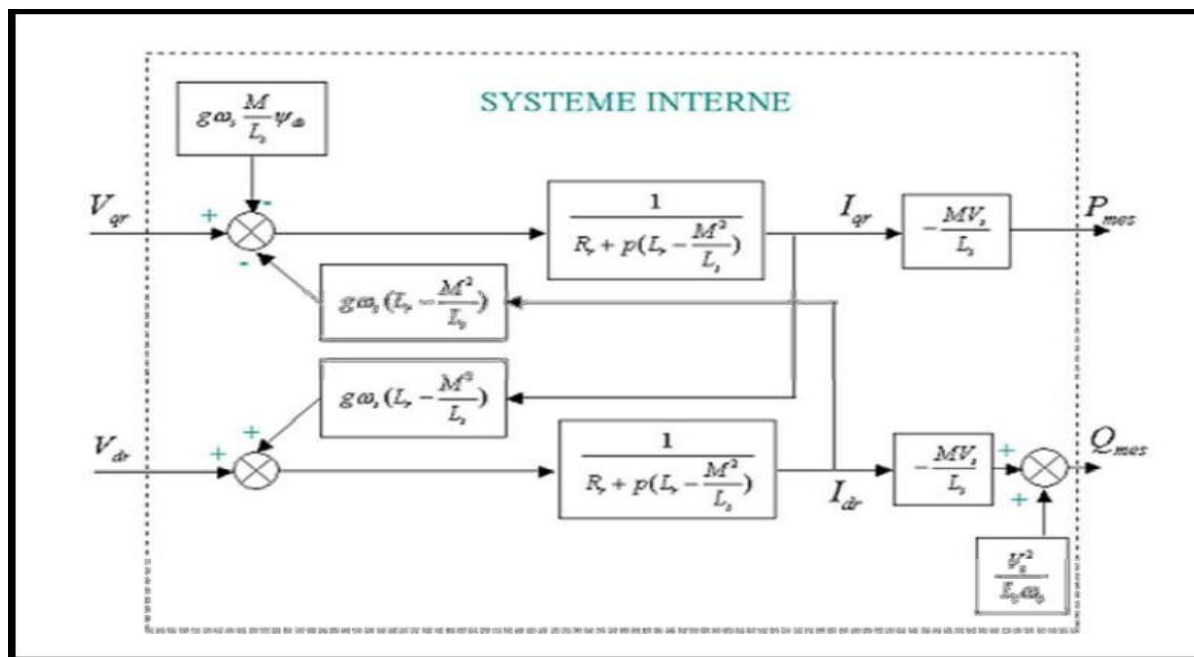


Figure II.45 : Modèle de la MADA pour le contrôle de puissances.

et : les composantes diphasées des tensions rotoriques à imposer à la machine pour obtenir les courants statoriques voulu L'expression Représente le Terme de couplage entre l'axe directe et L'axe

Quadrature son influence entre les deux axes reste minimale. Une synthèse adéquate des régulateurs dans la boucle de commande permettra de les compenser.

Le terme représente une force électromotrice dépendante de la vitesse de rotation. Son

Influence n'est pas négligeable car il entraîne une erreur de traînage.

Dans ce schéma nous avons fait apparaître des fonctions de transfert du premier ordre pour les deux axes liant les tensions rotoriques aux puissances active et réactive statoriques. Ce qui nous permet de mettre en place une commande vectorielle, étant donné qu'à l'influence des couplages près, chaque axe peut être commandé indépendamment avec chacun son propre régulateur. Les grandeurs de références pour ces régulateurs seront: la puissance active pour l'axe q rotorique et la puissance réactive pour l'axe d rotorique. La consigne de puissance réactive sera maintenue nulle pour assurer un facteur de puissance unitaire côté stator de façon à optimiser la qualité de l'énergie renvoyée sur le réseau. La consigne de puissance active devra permettre de garder le coefficient de puissance de l'éolienne optimale.

Ainsi il existe deux solutions pour effectuer la commande en puissance de cette machine.

- La première méthode consiste à négliger les termes de couplage et à mettre en place un régulateur indépendant sur chaque axe pour contrôler indépendamment les puissances actives et réactive.

Cette méthode est appelée **méthode directe**, car les régulateurs de puissance contrôlent directement les tensions rotoriques de la machine.

- La deuxième méthode consiste à tenir compte des termes de couplage et à les compenser en effectuant un système comportant deux boucles permettant de contrôler les puissances et les courants rotoriques. Cette méthode appelée **méthode indirecte**, découle directement des équations (II.82) et (II.85)

Dans notre travail nous utilisons la commande directe avec boucle de puissance.

II.8 Commande directe

Dans cette section, nous présentons la régulation indépendante des puissances actives et réactives de la machine en utilisant les remarques faites dans le paragraphe précédent. Il a été mis en évidence le lien entre, d'une part la puissance active et la tension et d'autre part la puissance réactive et la tension. Nous concevons le schéma bloc du système à régler la figure (II.31) afin de déterminer les éléments à mettre en place dans la boucle de régulation. S'il on regarde la relation

Qui lie les courants rotoriques aux puissances statoriques. On voit apparaître le terme Dans

notre étude, nous avons considéré que l'éolienne était raccordée à un réseau de forte puissance et stable, donc ce terme est constant.

Pour réguler la machine, nous allons mettre en place une boucle de régulation sur chaque puissance avec un régulateur indépendant tout en compensant les termes de perturbation qui sont présents dans le schéma bloc de la figure (II.31)

Nous négligerons les termes de couplage entre les deux axes de contrôle du fait de la faible valeur du glissement. Nous obtenons alors une commande vectorielle avec un seul régulateur par axe, présentée sur la figure (II.32)

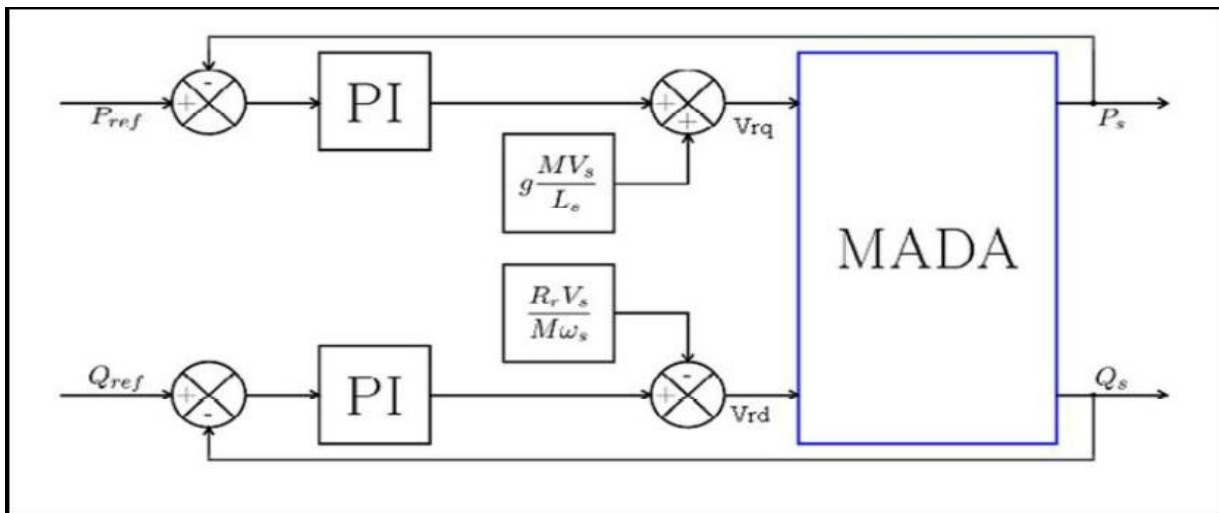


Figure II.46 : Schéma bloc de la commande directe.

Le régulateur de type Proportionnel Intégral (PI) utilisé pour commander la MADA en génératrice est simple et rapide à mettre en œuvre et offrant des performances acceptable [4], C'est pour cela qu'il retenu notre attention pour une étude globale du système de génération éolien.

figure (II.32) La détermination des paramètres et du régulateur fait intervenir des méthodes classiques de calcul des régulateurs continus. La synthèse de ces régulateurs est détaillée dans l'annexe C.

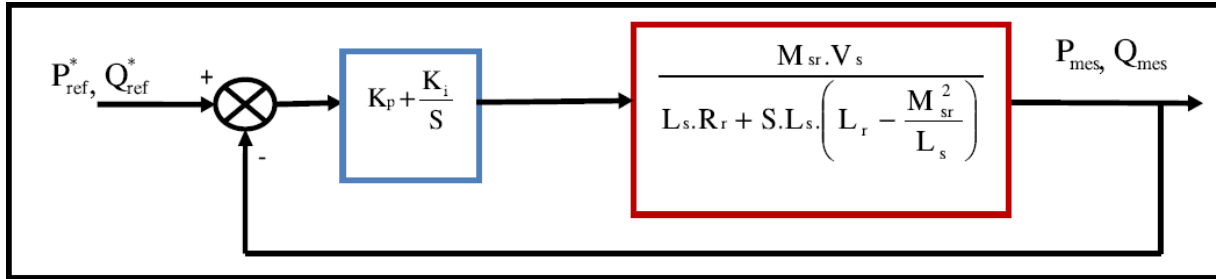


Figure II.47 : Système régulé par un PI.

II.9. Résultats de simulation et interprétations :

La stratégie de la commande directe à base des régulateurs PI des puissances actives et réactives générées au niveau du stator de la machine asynchrone à double alimentation a été implémentée dans un environnement MATLAB, afin d'effectuer des tests de la régulation. Nous avons donc soumis ce système à des échelons de puissance active et réactive afin d'observer le comportement de sa régulation.

Les figures ci-dessous montrent les performances de la commande vectorielle en puissance active et réactive rotorique appliquée à une machine asynchrone doublement alimentée de puissance 1.5MW entraînée à une vitesse fixe.

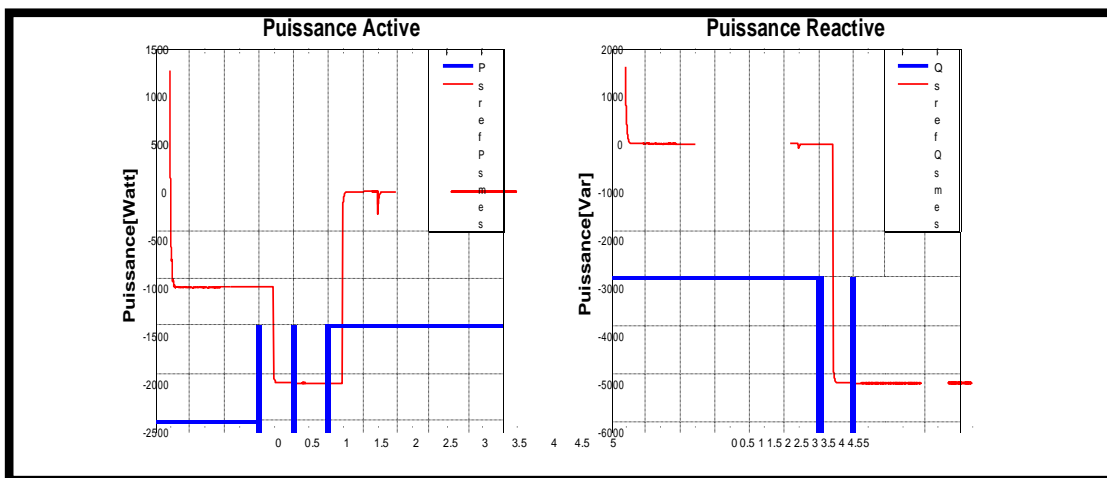


Figure II.48 : La puissance active et réactive statorique pour la commande vectorielle de la puissance

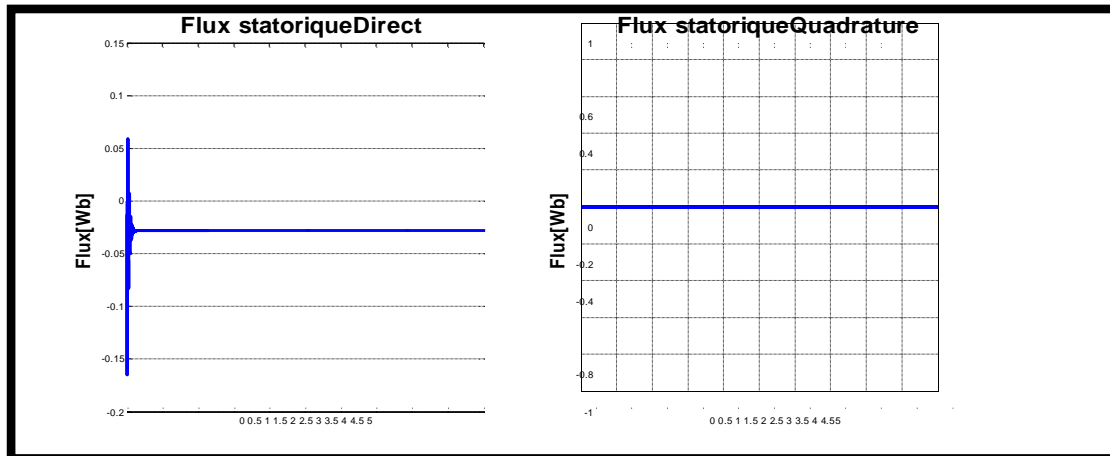


Figure II.49: Le flux statorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance.

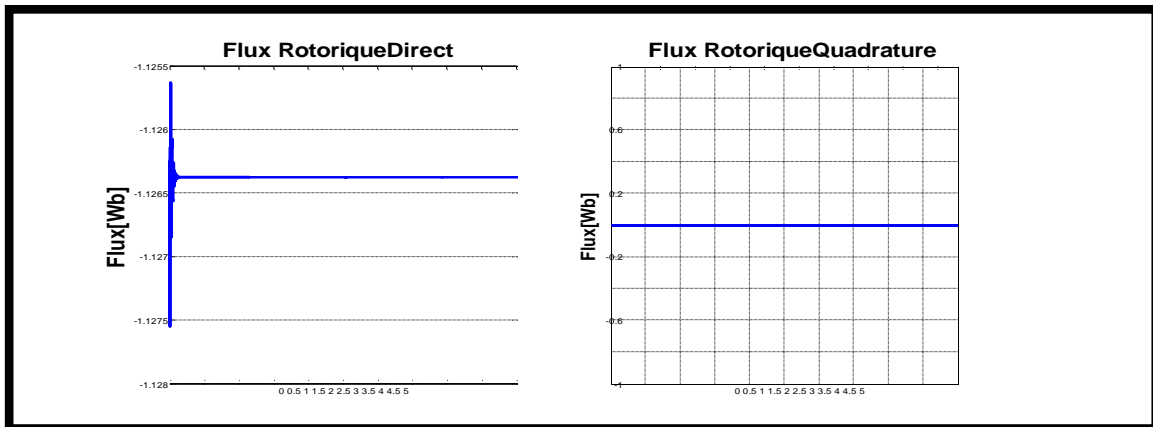


Figure II.37 : Le flux rotorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance

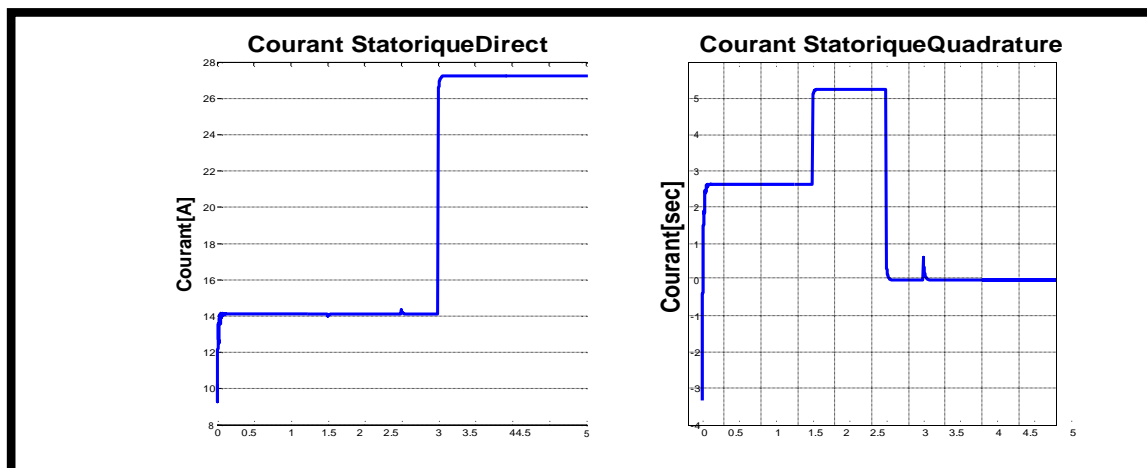


Figure II.50 : courant statorique selon l'axe d et q pour la commande vectorielle directe de la puissance.

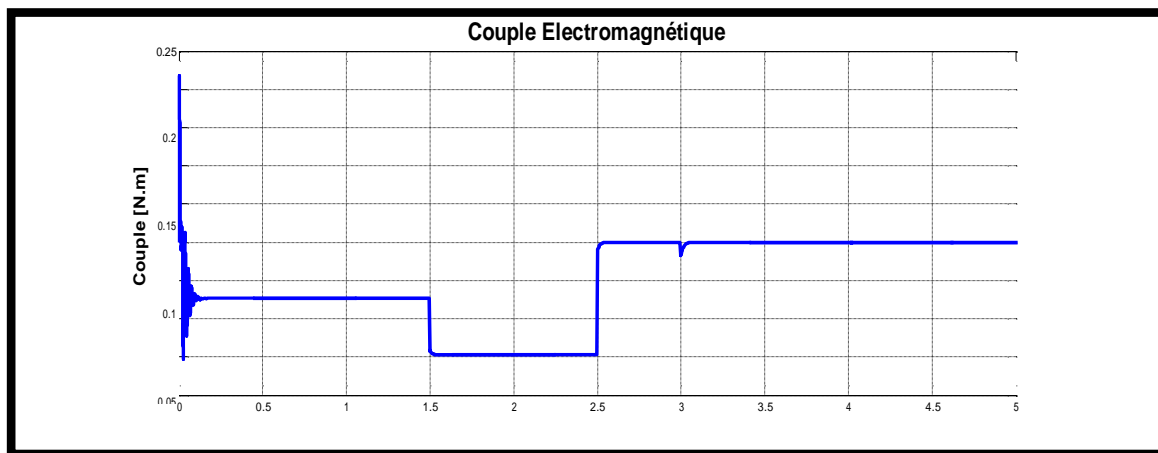


Figure II.51 : Le couple électromagnétique

Figure (II.39) présente couple électromagnétique pour la commande vectorielle directe de la puissance

Les résultats de simulation présentent des différentes courbes qui sont obtenues par la commande des puissances actives et réactives générées au niveau du stator de la MADA. Cette commande permet de découpler des expressions de puissance active et réactive de générateur ou en cours celle du flux et du couple. La composante quadrature du courant rotorique contrôle puissance active et la composante directe contrôle la puissance réactive échangée entre le stator et le réseau figure (II.35)

D'après les résultats obtenus, on constate que le contrôle direct utilisant des régulateurs PI présente un bon découplage au réglage des puissances actives et réactive au niveau du stator.

Après un régime transitoire. Une bonne poursuite des allures à leurs valeurs de référence imposées dans le cas d'un entraînement à vitesse constante.

On peut remarquer que les échelons de puissance figure (II.35) sont bien suivis par la génératrice aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive. Cependant on observe l'effet du couplage entre les deux axes (d et q) car un échelon imposé à l'une des deux puissances (actives et réactives) induit de faibles pics sur la seconde.

La puissance active du côté statorique est négative entre les instants $t=1.5s$ et $t=2.5s$ ce qui signifie que le réseau dans ce cas est un récepteur de l'énergie fourni par la MADA.

La puissance réactive est nulle entre les instants $t=0s$ et $t=3s$, c'est une condition de fonctionnement de la MADA pour avoir un facteur de puissance unitaire. Enfin le fonctionnement de contrôle de puissance réactive nous permet d'avoir une puissance négative (comportement capacitif) ou positive (comportement inductif).

Nous pouvons constater que le flux statorique figure (II.36) suit sa référence suivant l'axe d avec une composante quadrature presque nulle, ce qui signifie que le découplage de la machine est réalisé avec succès.

II.10. Le convertisseur

Pour la structure de commande, il faut intégrer un onduleur de tension au niveau des bobines du rotor où les signaux de commande résultent de l'application de la commande vectorielle de la MADA afin de régler simultanément la fréquence et la tension. En vue de la modélisation la machine asynchrone à double alimentation qui est présentée dans le repère de Park, nous utiliserons dans tout ce qui va suivre un modèle continu équivalent également dans le repère de Park [59],[37],[30],[14] dans le but de simplifier l'analyse lors de l'étude du système complet de génération d'énergie.

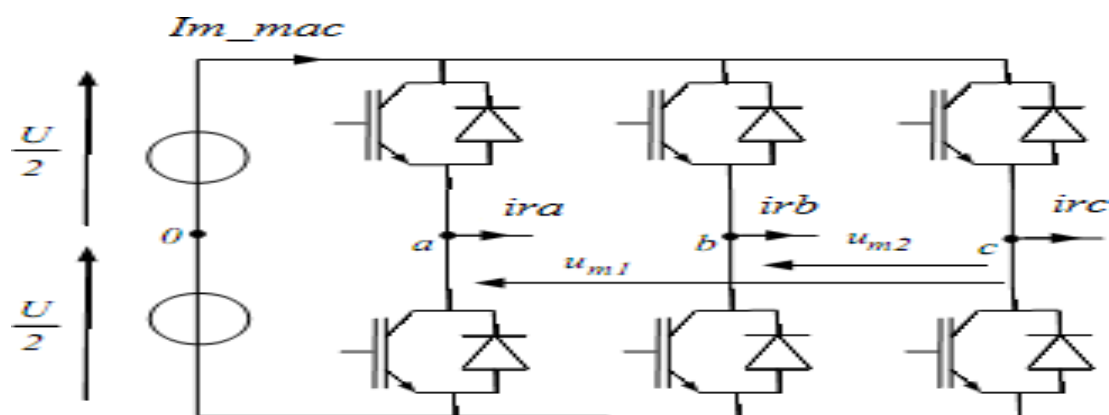


Figure II.52 : Le convertisseur coté rotor de la MADA à modéliser

La commande de ce convertisseur est obtenue par une modulation de largeur d'impulsion et qui détermine les deux niveaux de tension pour chaque tension modulée, cette dernière résulte d'une comparaison d'un signal triangulaire T qui s'appelle la porteuse d'une fréquence très élevée avec le signal de référence (généralement sinusoïdal) [30],[14].

La figure (II.40) montre le principe de la MLI.

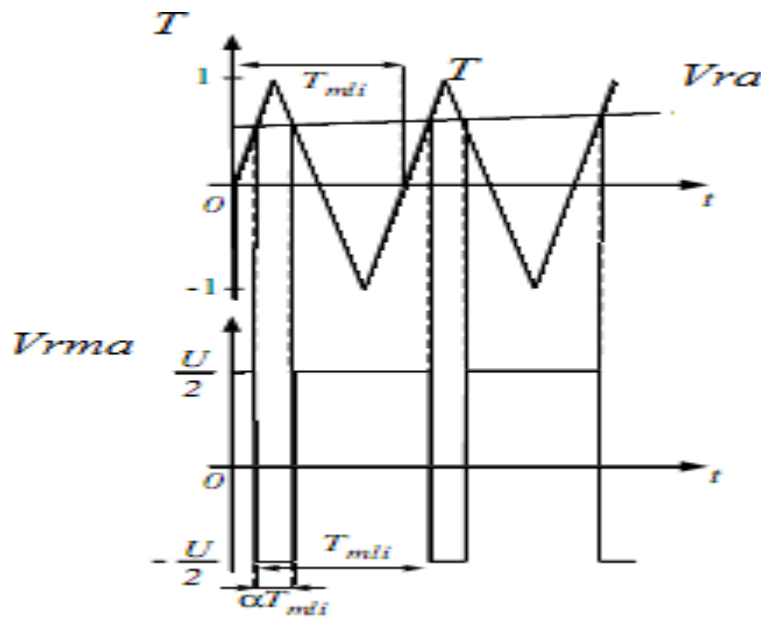


Figure II.53 :Principe de la MLI

La valeur moyenne de la tension modulée sur une période MLI (T_{MLI}) est :

$$\bar{v}_{ma} = \frac{1}{T_{mli}} \int_0^{T_{mli}} (v_a - v_0) dt = \frac{1}{T_{mli}} \left[-\frac{u}{2} \alpha T_{mli} + \frac{u}{2} (1 - \alpha) T_{mli} \right] = \frac{u}{2} (1 - 2\alpha) \quad (II.95)$$

Avec α : est le rapport cyclique.

Du fait que T_{MLI} est très petite la référence varie peu durant cette période et les deux premières intersections de la porteuse avec la référence nous donnent [14]:

$$v_{ra} = 1 - 2\alpha \quad (II.96)$$

En combinant les équations (II.87) et (II.88) on trouve :

$$\bar{v}_{ma} = \frac{u}{2} v_{ra} \quad (II.97)$$

La même chose pour les deux autres phases, on aura le système suivant :

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{rma} \\ \bar{v}_{rmb} \\ \bar{v}_{rmc} \end{bmatrix} = \frac{u}{2} \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.98})$$

En appliquant le principe de la conservation de puissance on écrit :

$$u \cdot I_{m-mac} = \begin{bmatrix} \bar{v}_{rma} & \bar{v}_{rmb} & \bar{v}_{rmc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.99})$$

En remplaçant les tensions moyennes par leurs valeurs on obtient :

$$I_{m-mac} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} v_{ra} & v_{rb} & v_{rc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{II.100})$$

Où: \bar{v} , représentent les tensions simples modulées par le convertisseur.

Représente le courant modulé par le convertisseur.

En appliquant la transformation de Park sur les tensions de référence et les tensions modulées on trouve :

$$\begin{bmatrix} v_{rmd} \\ v_{rmq} \end{bmatrix} = \frac{u}{2} \begin{bmatrix} v_{rd-reg} \\ v_{rq-reg} \end{bmatrix} \quad (\text{II.101})$$

$$I_{m-mac} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} v_{rd-reg} & v_{rq-reg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix}$$

Où:

, représentent les tensions modulées dans le repère de Park.

,: Les tensions de réglage dans le repère de Park.

,: Les courants rotoriques dans le repère de Park.

U : La tension du bus continu.

: Le courant modulé par le convertisseur.

Les équations (II.93) et (II.94) qui décrivent le modèle continu équivalent du convertisseur et qui va être utilisé pour tout ce qui va suivre, on ne tient pas compte donc des fréquences de commutation des convertisseurs [14].

II.10.1. Contrôle du convertisseur

Le contrôle vectoriel de machine fixe des tensions de réglage que l'on appelle et à appliquer au rotor de la MADA pour qu'elle suive les consignes de puissances.

D'après [37] et [32], la relation inverse du modèle continu équivalent du convertisseur pour une référence à un point milieu fictif de la tension du bus continu nous permet d'écrire [14]:

$$v_{rd-reg} = \frac{2}{u} v_{rd-ref} \quad (II.102)$$

$$v_{rq-reg} = \frac{2}{u} v_{rq-ref}$$

Avec :

, sont les tensions de référence issues de la commande vectorielle.

Parmi les différentes structures d'alimentation de la MADA on trouve la structure dont le stator est connecté directement au réseau et le rotor est alimenté par deux convertisseurs de puissance en MLI montés en cascade via un bus continu figure(II.42).

On va étudier la liaison au réseau dont le convertisseur coté réseau est identique à celui du coté rotor (II.13), ensuite regrouper l'ensemble et finaliser le travail par des résultats de simulation pour valider le modèle complet de la chaîne [14].

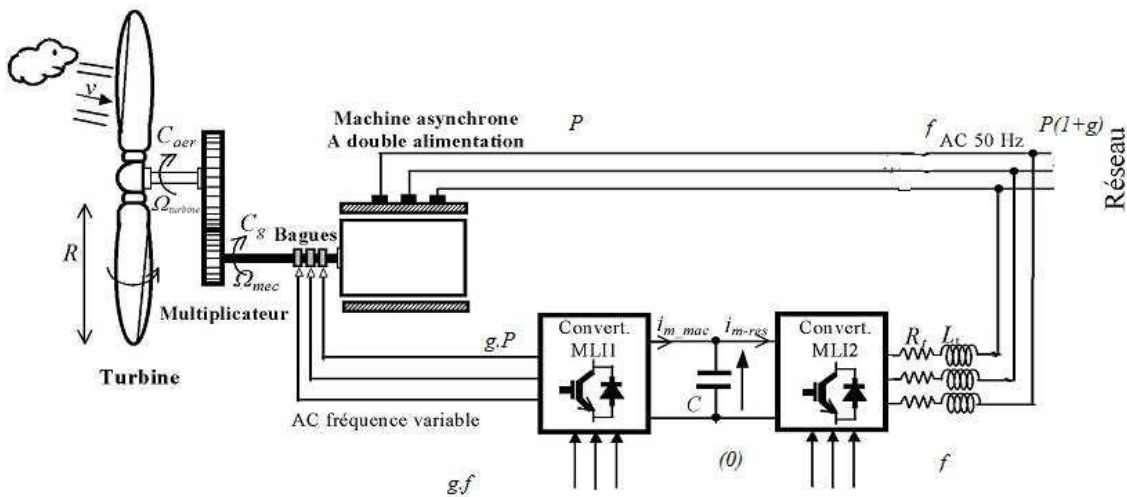


Figure II.54 : Structure du système étudié. [32]

II.11. Les avantages de la structure :

La conversion de puissance considérée est formée par deux onduleurs de tension en cascades équipés avec des dispositifs semi-conducteurs IGBT et connectés au travers d'un bus continu.

Cette cascade de convertisseurs a certains avantages par rapport à d'autres systèmes tel que le Système Kramer et Scherbious [15],[14].

Elle repose sur la marge de variation de la vitesse de rotation. Celle-ci est imposée par les limites électriques et mécaniques du système.

- Le fonctionnement autour de la vitesse de synchronisme est adéquat.
- Il y a une faible distorsion des tensions et courants du rotor ainsi que des courants d'excitation.
- Les commandes des puissances de la machine électrique injectées par le rotor sont indépendantes.
- Il est possible de contrôler le facteur de puissance de l'installation.

La bidirectionnalité de transit de puissance rotorique permet le fonctionnement en hypo synchrone et en hyper-synchrone dont le réseau absorbe de l'énergie du stator et du rotor à la fois ce qui fait la puissance totale produite dépasse la puissance nominale.[60],[14]

Ainsi en gardant le glissement autour d'un pourcentage de $\pm 30\%$ du synchronisme, le convertisseur est dimensionné pour un tiers de la puissance nominale [9],[8],[24].

II.12. Modèle complet du système de conversion éolien :

On adopte le modèle continu équivalent des convertisseurs représentés dans le repère de Park notamment la génératrice, le bus continu, la liaison au réseau contenant le deuxième convertisseur MLI et le filtre intermédiaire ainsi le nœud de connexion au réseau.

La figure (II.43) présente un descriptif détaillé du système visé par ce chapitre.

En regroupant la partie mécanique et la partie électrique de l'éolienne, une des algorithmes de la MPPT étudiés au chapitre deux est appliquée afin de délivrer à la génératrice la puissance active de référence tout en maintenant une référence de puissance réactive nulle pour faire fonctionner à facteur de puissance unitaire et injecter une puissance de qualité.

Les signaux de commande du convertisseur coté rotor proviennent de l'application de la commande vectorielle de la génératrice dont le convertisseur coté réseau est chargé à régler la tension de l'étape continue pour assurer toujours l'alimentation du premier et quelque soit le sens de transit de puissance.

Ce réglage de tension du bus continu fixe la puissance active de référence à échanger avec le réseau via le filtre, intermédiaire.

On travaille à facteur unitaire coté réseau pour cela on fixe une référence réactive égal à zéro. C'est ces deux consignes qui vont nous servir à imposer les courants de référence transités au réseau [14].

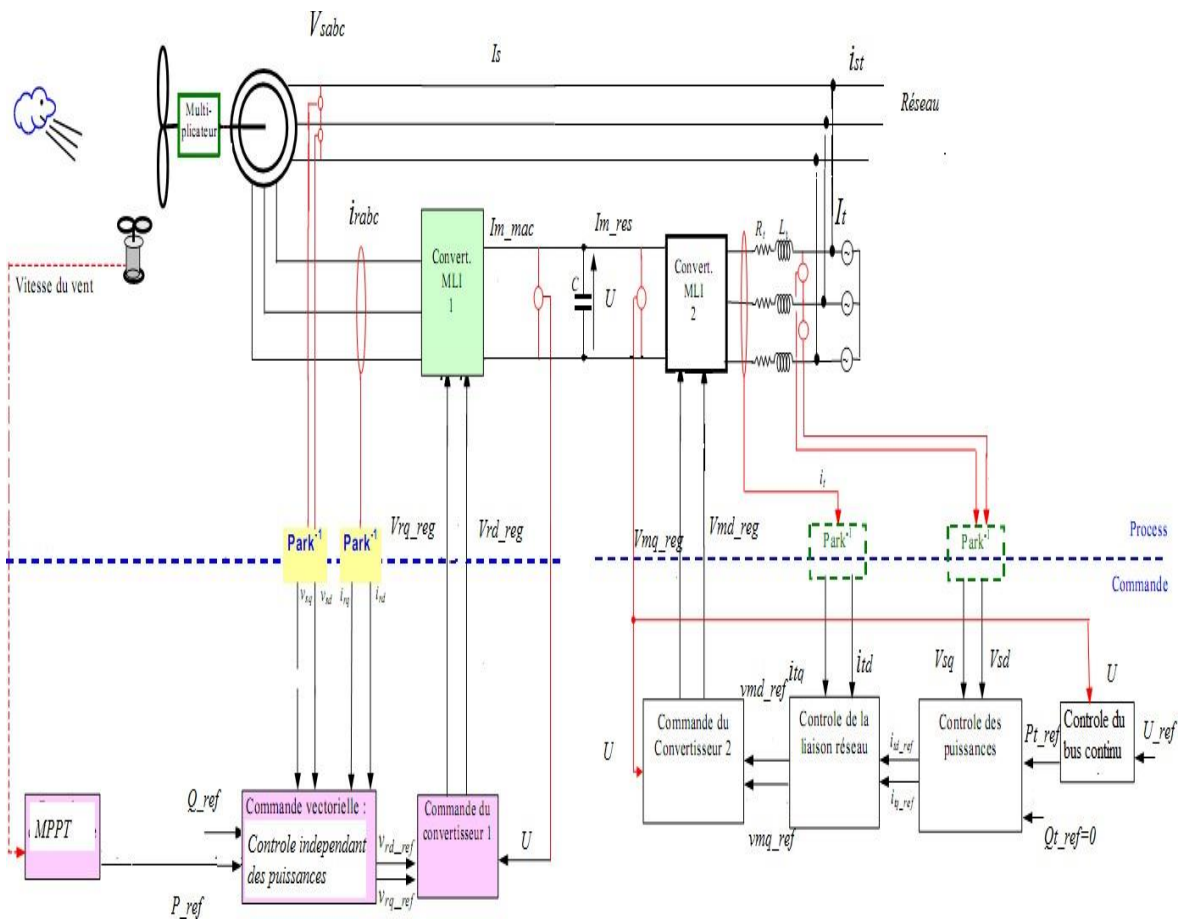


Figure II.55 : Le dispositif de commande de la chaîne de conversion [61].

Plusieurs auteurs [24],[48],[61] utilisent des régulateurs PI pour contrôler les courants de filtre () ce qui nous permet de fixer par la suite les tensions de réglage qu'il faut appliquer au convertisseur (coté réseau).

II.13. Le convertisseur coté réseau

Le modèle du convertisseur coté réseau ainsi sa commande est identique à celui du coté rotor de la MADA étudié au chapitre précédent, nous pouvons alors écrire [14] :

$$\begin{bmatrix} v_{rmd} \\ v_{rmq} \end{bmatrix} = \frac{u}{2} \begin{bmatrix} v_{rd-reg} \\ v_{rq-reg} \end{bmatrix} \quad (\text{II.103})$$

$$I_{m-res} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} v_{md-reg} & v_{mq-reg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{td} \\ i_{tq} \end{bmatrix}$$

Où :

, : Les tensions modulées par le convertisseur coté réseau dans le repère de Park.

, : Les tensions de réglage du convertisseur dans le repère de Park.

, : Les composantes directe et quadratique du courant circulant dans le filtre

: Le courant modulé par le convertisseur coté réseau.

Les tensions de réglage sont obtenues par les relations suivantes [14] :

$$v_{md-reg} = \frac{2}{u} v_{md-ref} \quad (\text{II.104})$$

$$v_{mq-reg} = \frac{2}{u} v_{mq-ref}$$

Avec :

, représentent les composantes directe et quadratique des tensions de références issues du contrôle de la liaison au réseau.

II.13.1 Le bus continu [37],[49],[61],[62],[14]

En se basant sur la convention illustrée à la figure (II.44) et en intégrant le courant capacitif on trouve la tension continue U par :

$$\frac{du}{dt} = \frac{1}{c} I_e \quad (\text{II.105})$$

$$I_e = I_{m-mac} - I_{m-res}$$

On trouve :

$$U = \int \frac{du}{dt} + U(t_0)$$

Avec :

$U(t_0)$ représente la valeur initiale de la tension continue

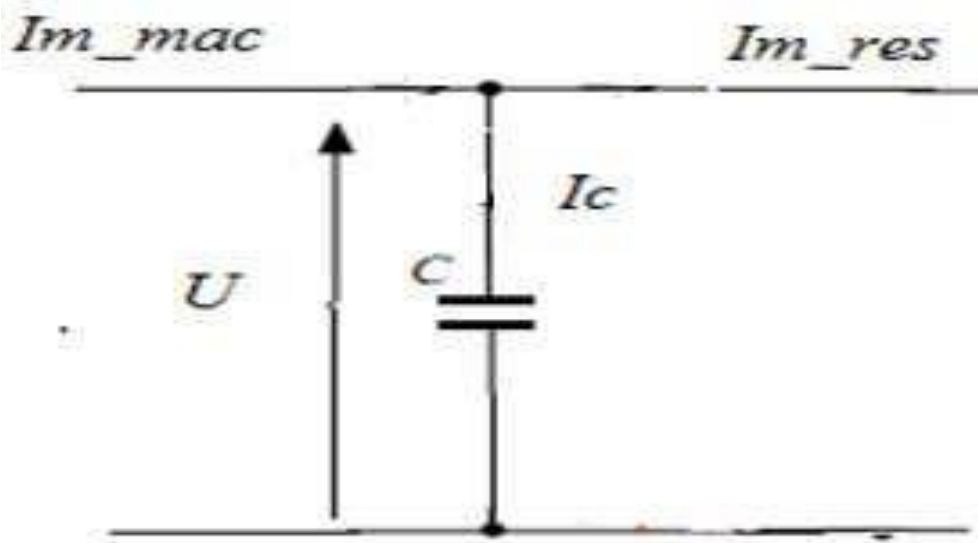


Figure II.56 : Le bus continu

II.13.2. Le filtre

Le filtre intermédiaire utilisé est de type (R, L) afin de générer au réseau des courants sinusoïdaux voir figure (II.45) [14].

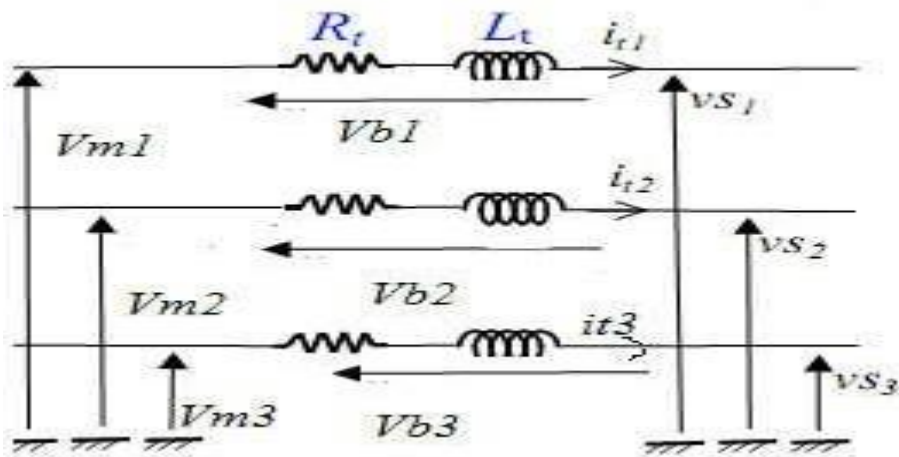


Figure II.57 : Schéma du filtre.

En appliquant la loi des mailles on trouve :

$$\begin{bmatrix} v_{m1} \\ v_{m2} \\ v_{m3} \end{bmatrix} = R_t \begin{bmatrix} i_{t1} \\ i_{t2} \\ i_{t3} \end{bmatrix} + L_t \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} \quad (\text{II.106})$$

Avec : , , : les tensions simples modulées par le convertisseur coté réseau dans le repère triphasé.

,,: les courants à travers le filtre.

,: la résistance et l'inductance du filtre.

,,: les tensions simples du réseau.

En appliquant la transformation de Park au système (II.102) on trouve le système biphasé suivant :

$$v_{md} = R_t i_{td} + L_t \frac{di_{td}}{dt} - L_t \omega_s i_{tq} + v_{sd} \quad (\text{II.107})$$

$$v_{mq} = R_t i_{tq} + L_t \frac{di_{tq}}{dt} - L_t \omega_s i_{td} + v_{sq}$$

Avec :

: les tensions modulées par le convertisseur dans le repère de Park

,:les tension du réseau dans le repère de Park.

,: les composante directe et quadratique des courants de filtre. Les tensions aux bornes des bobines, sont exprimées par :

$$v_{bd} = R_t i_{td} + L_t \frac{di_{td}}{dt} \quad (\text{II.108})$$

$$v_{bq} = R_t i_{tq} + L_t \frac{di_{tq}}{dt}$$

Et d'autre part d'après (II.103) et (II.104) ces deux valent :

$$v_{bd} = v_{md} - v_{sd} + L_t \omega_s i_{tq} \quad (\text{II.109})$$

$$v_{bq} = v_{mq} - v_{sq} + L_t \omega_s i_{td}$$

En introduisant l'opérateur de Laplace aux équations (II.104) et (II.105) nous pouvons

Représenter le filtre par une fonction de transfert pour chaque axe de Park dont l'entrée est la tension aux bornes des bobines et la sortie le courant à travers le filtre et on peut écrire [3,52]:

$$G(s) = \frac{i_{td}(s)}{v_{bd}(s)} = \frac{i_{tq}(s)}{v_{bq}(s)} = \frac{1}{R_t + sL_t} \quad (\text{II.110})$$

S : représente l'opérateur de Laplace.

II.13.3. Le nœud de connexion :

On travaille toujours dans le repère de Park et en appliquant la loi des nœuds on trouve :

$$I_{std} = I_s + i_{td} \quad (\text{II.111})$$

Avec :

I_{std} et I_{stq} les composantes directe et quadratique du courant total envoyé au réseau [14].

II.13.4. Contrôle de la liaison au réseau :

Maintenant que nous avons modélisé chaque module de la liaison au réseau grâce à l'existence de l'étape continue (bus continu), nous pouvons conclure le modèle de commande de ce dernier en inversant les relations [14].

II.13.5. Réglage de la tension du bus continu :

Le réglage de la tension continue se présente dans ce système par une boucle externe permettant d'imposer un courant à injecter dans le condensateur qui est noté par I_c de façon à fixer la puissance à transiter au réseau via le filtre [48], [63],[64],[14].

Pour qu'il y ait transit de puissance il faut que la tension du bus continu soit supérieure à la valeur maximale de la tension composée coté réseau [37],[24],[61]. Inversant l'équation (II.99) on peut écrire

$$I_{c_ref} = pI_u(U_{ref} - U) \quad (\text{II.112})$$

Avec :

p est le régulateur de tension continu U

Le régulateur utilisé pour le réglage de la tension continue est un proportionnel intégral dont le temps de réponse est supérieur à celui de la boucle interne (chargée du réglage des courants).

II.13.5. Contrôle des courants de filtre [24],[65],[48],[49],[14] :

Le but de ce réglage est d'éliminer l'écart entre les courants transités au réseau et leurs références ; ces dernières sont obtenues en imposant des puissances de référence, pour cela on doit

faire un bilan des puissances transitées.

En négligeant les pertes au niveau du condensateur, du convertisseur et du filtre (,) on peut écrire :

$$I_{c_ref} = pI_u (U_{ref} - U) \quad (\text{II.113}).$$

La puissance réactive de référence est maintenue égale à zéro. Et d'autre part on a :

$$P_t = v_{sd} i_{td} + v_{sq} i_{tq} \quad (\text{II.114})$$

Pour qu'on transite ces puissances de référence les courants de références peuvent être tirés en combinant les équations (II.113) et (II.114) comme suite :

$$I_{td-ref} = \frac{P_{t-ref} v_{sd} + Q_{t-ref} v_{sq}}{v_{sq}^2 + v_{sd}^2} \quad (\text{II.115})$$

$$I_{tq-ref} = \frac{P_{t-ref} v_{sq} + Q_{t-ref} v_{sd}}{v_{sq}^2 + v_{sd}^2} \quad (\text{II.116})$$

A partir des équations (II.105) et (II.106), on trouve les courants de filtre :

$$\frac{di_{td}}{dt} = \frac{1}{L_t} (v_{bd} - R_t i_{td}) \quad (\text{II.117})$$

$$\frac{di_{tq}}{dt} = \frac{1}{L_t} (v_{bq} - R_t i_{tq}) \quad (\text{II.118})$$

En inversant les équations (II.116) et (II.117) on trouve les tensions de référence et

:(tensions non compensées) par :

$$v_{bd-ref} = pI_i (i_{td-ref} - i_{td}) \quad (\text{II.119})$$

$$v_{bq-ref} = pI_i (i_{tq-ref} - i_{tq}) \quad (\text{II.120})$$

Avec :

Pest le régulateur de courant dont il est calculé en annexe B.

Connaissant ces deux tensions maintenant il est possible de déterminer les tensions de référence et à partir desquelles on détermine les signaux de commande à appliquer au convertisseur.

D'après (II.106) et (II.107) on écrit :

$$v_{md_ref} = v_{bd_ref} + v_{sd} - L_t \omega_s i_{td} \quad (\text{II.121})$$

$$v_{mq_ref} = v_{bq_ref} + v_{sq} - L_t \omega_s i_{tq} \quad (\text{II.122})$$

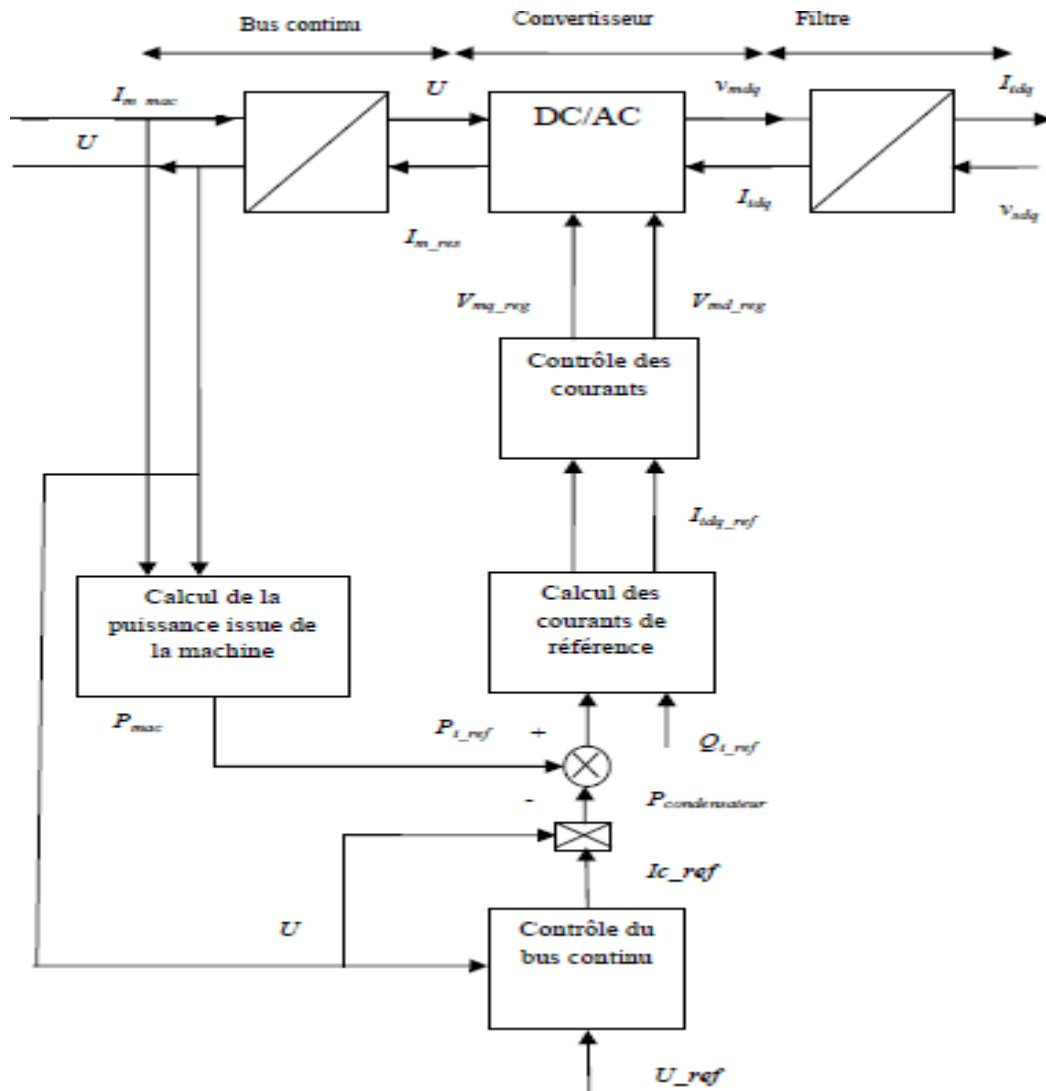


Figure II.58 : Schéma de principe du contrôle de la liaison au réseau

II.14.Simulations

Le modèle de la chaîne complète de conversion éolienne est établi dont la cascade est basée sur une machine asynchrone à double alimentation. Les résultats de simulation sont obtenus à l'aide du MATLAB Simulink.

II.14.1.Conditions de la simulation

Le profil de vent appliqué est de 12.5m/s de vitesse moyenne et est le même appliqué lors de l'étude de la partie mécanique, ainsi la MADA utilisée est celle étudiée au chapitre précédent dont les paramètres sont cités à l'annexe.

La maximisation de la puissance est obtenue avec asservissement de la vitesse mécanique de la génératrice.

II.14.2.Résultats obtenus

La figure (II.47) représentent respectivement : (a) le profil de vent appliqué, (b) la puissance éolienne extraite du vent

Le réglage de la tension de l'étape continue est ainsi présenté à la figure (II.48). La puissance réactive fournie au réseau est illustrée par la figure II.49.

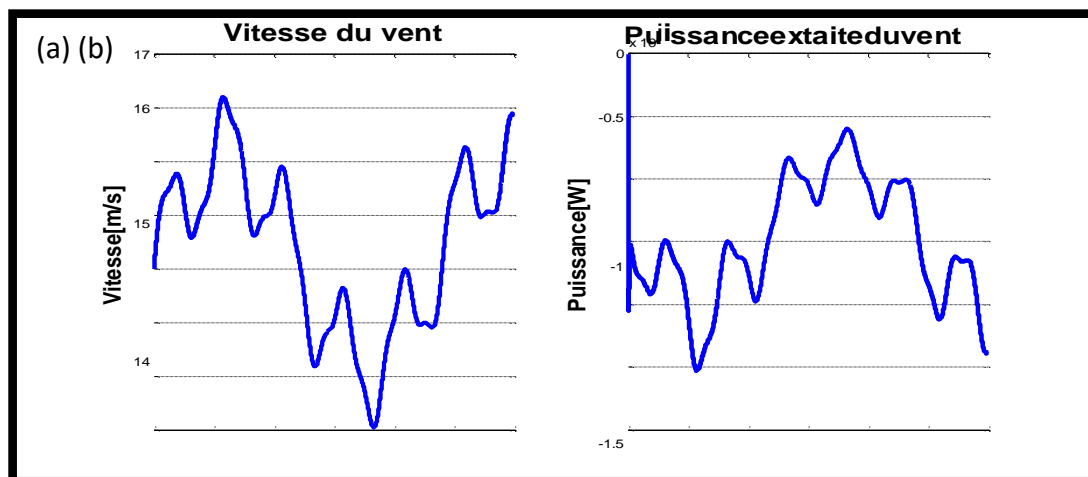


Figure II.59 :(a) Le profil de vent ; (b) La puissance extraite du vent

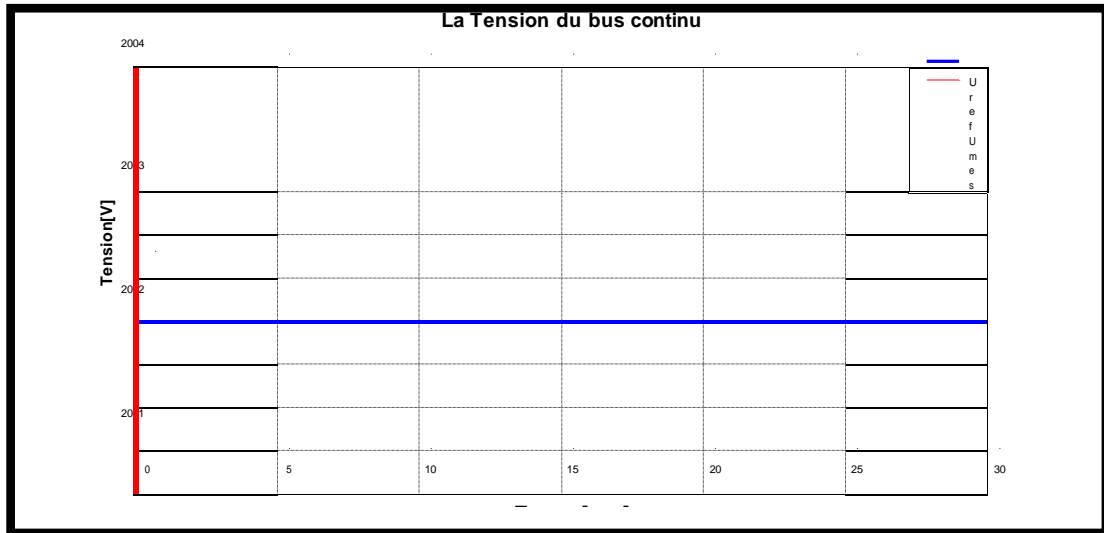


Figure II.60 : La tension du bus continu

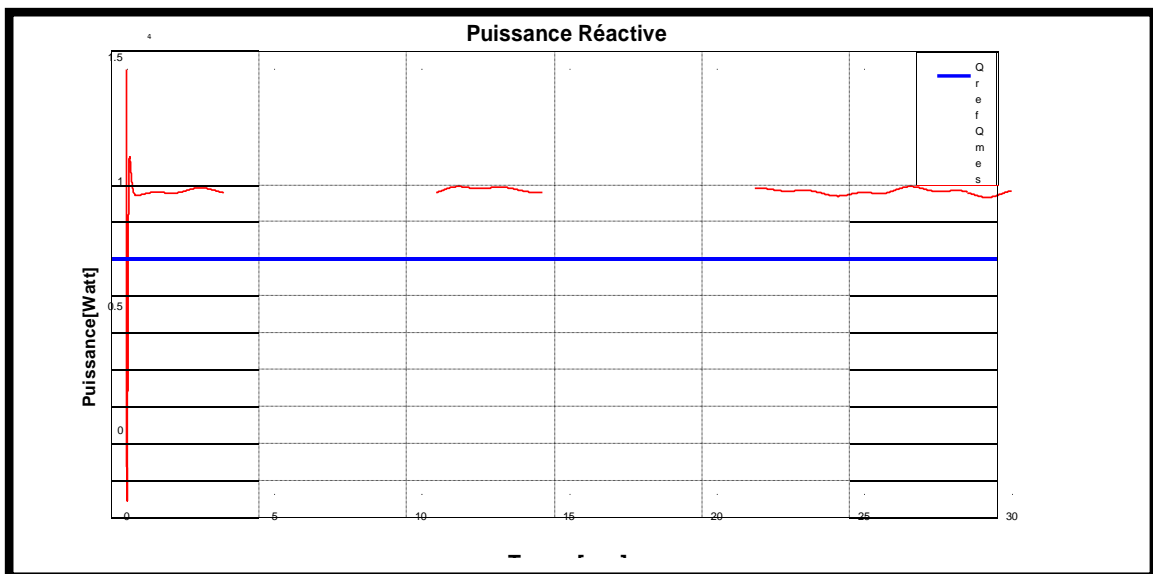


Figure II.61 : Puissance réactive fournie au réseau

II.14.3. Interprétations

La tension de référence du bus continu est fixée à 2000V. La puissance réactive est fixée à 0VAR, ce qui garantit un facteur de puissance unitaire à la connexion du CCR avec le réseau électrique. Par contre, nous ferons varier la puissance réactive statorique en jouant sur sa valeur de référence dans la commande du CCM

II.15. Conclusion :

En premier lieu de ce chapitre nous avons modélisé le vent, par la suite un modèle mathématique de la turbine a été établi par sa simulation, ce modèle a été développé dans le cadre de certaines hypothèses simplificatrices que nous devons respecter.

Après avoir présenté les différentes zones de fonctionnement d'une éolienne, nous avons détaillé la zone particulière, où la maximisation de l'énergie extraite du vent est effectuée.

Dans ce chapitre, nous avons vu brièvement une description générale de la machine asynchrone à double alimentation précisant ainsi sa constitution, sa structure, son principe et le mode de fonctionnement, domaine d'application et quelques avantages et inconvénients de la MADA.

Ensuite nous avons présenté le modèle mathématique de la machine asynchrone à double alimentation triphasé sinusoïdale pour un fonctionnement en générateur qui est obtenu par transformation de passage d'un système puis on applique la transformation de Park.

Enfin nous avons terminé la première partie de ce chapitre par une simulation de la MADA.

En ce qui concerne cette deuxième partie de ce chapitre qui nous a permis d'établir la synthèse de la commande vectorielle en puissance active et réactive statorique de la machine asynchrone à double alimentation utilisée en fonctionnement génératrice, en utilisant un régulateur proportionnel intégral (PI). La commande directe effectivement nous avons pu voir que la commande directe nous a donné des résultats satisfaisants avec une facilité de mise en service.

Après nous avons détaillé tous les éléments constitutifs du système de conversion éolienne en associant la partie mécanique à la partie électrique, ainsi que la commande de chacun afin de faire fonctionner l'ensemble au maximum dans un état optimal.

Chapitre III

Compensation de la puissance réactive d'une ferme

III.1 Introduction

Comme nous l'avons montré précédemment, il est possible de gérer de la puissance réactive avec les génératrices éoliennes pilotées par des convertisseurs d'électronique de puissance. Nous pouvons profiter de cette propriété pour fournir un service de réactif au réseau sur lequel se trouve connecté le parc.

Pour atteindre ces objectifs avec des éoliennes, nous envisager une éolienne à vitesse variable couplé à un générateur synchrone à aimant permanent (GSAP) combinés à un système de stockage d'énergie [43]. Dû aux fluctuations importantes de la puissance de l'éolienne, les batteries électrochimiques conventionnelles ne sont pas adaptées [42] Nous considérons alors un système de stockage d'énergie par volant [44] [45]. En raison de l'utilisation de l'électronique de puissance, le générateur et le système de stockage sont électriquement couplé via une liaison CC.

Pour évaluer la possibilité de la génération proposée système (GS) pour participer aux services auxiliaires, nous considérons dans cet article la connexion d'un parc éolien y compris trois systèmes de génération avec un réseau y compris les charges passives et un réseau électrique. Générateur systèmes fonctionnent en tant que sources de tension à l'aide d'un statisme en fréquence [46]. Il est montré dans cet article, avec l'aide de simulations, que la puissance générée par chaque système de production peut être contrôlée en fixant la puissance point de consigne quand ils sont connectés au réseau. C'est aussi montré en cas d'îlotage, qu'ils peuvent partager le monde charge du réseau isolé comme alimentation sans coupure Connexion parallèle alimentation [47] - [63].

III.2. Systèmes éoliens modernes

III.2.1 Éoliennes modernes

L'énergie électrique produite par les éoliennes a augmenté régulièrement, ce qui pousse directement le vent la technologie dans un domaine plus compétitif. Fondamentalement une éolienne consiste en une tour à turbine, qui porte la nacelle, et le rotor de turbine, composé de pales de rotor et moyeu. Le plus moderne les éoliennes ont trois pales de rotor généralement placées au vent de la tour et la nacelle. Les éoliennes ne sont pas seulement installées de manière dispersée sur terre, mais aussi combinées en fermes ayant des capacités de centaines MW. Qui sont comparables aux unités génératrices de puissance modernes, par conséquent, leurs performances pourraient affecter de manière significative le pouvoir fonctionnement et contrôle du système. Les composants principaux d'un moderne Les éoliennes sont illustrés à

la Figure (III-1), y compris l'éolienne. Rotor, réducteur, générateur, transformateur et puissance possible électronique [53].

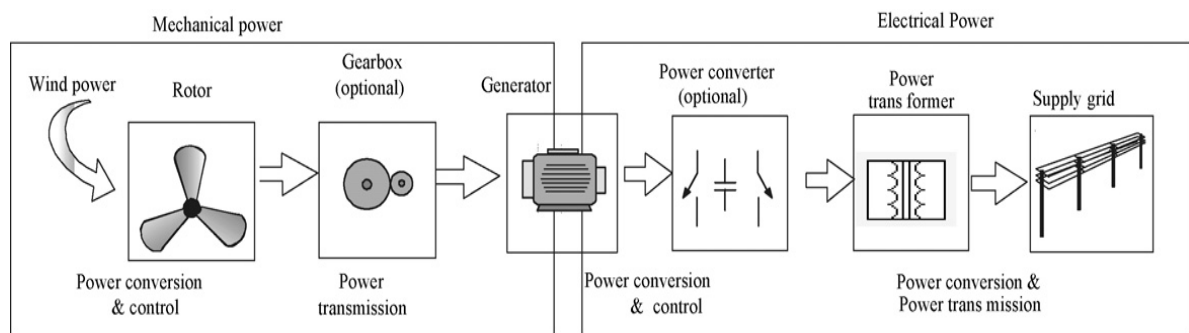


Figure III-1 : Principaux composants d'un système éolien [53].

III.2.2 Configurations de parcs éoliens

Les grands parcs éoliens peuvent présenter une contribution énergétique significative aux réseaux et jouent un rôle important dans le fonctionnement du système et le contrôle. Par conséquent, des exigences techniques élevées devraient être satisfaites par ces unités de production, telles que la fréquence et la tension contrôlée, la régulation de la puissance active et réactive, des réponses rapides dans des situations transitoires et dynamiques du système d'alimentation [53].

Technologie basée sur le convertisseur. Sur la figure 2 (c), chaque éolienne a son propre convertisseur électronique de puissance, il est donc possible pour chaque vent turbine pour fonctionner à une vitesse optimale individuelle, tandis que la Figure 2 (d) montre une topologie où les éoliennes sont connectées en AC réseau dans le parc éolien, donc chaque éolienne ne besoin d'un convertisseur électronique séparé. Il existe également d'autres possibilités, telles que l'excitation sur le terrain machines synchrones ou générateurs synchrones à aimants permanents, qui peut être utilisé dans les systèmes illustrés à la Figure 2 (c) ou Figure 2 (d), dans le cas d'un générateur multipolaire, le système à plusieurs étages la boîte de vitesses peut être enlevée ou remplacée par une boîte de vitesses à rapport inférieur. La comparaison des topologies est donnée dans le tableau 1, où les caractéristiques de divers parcs éoliens ont été présentées. L'ensemble des considérations de performance incluront également la production, les investissements, maintenance et fiabilité [53].

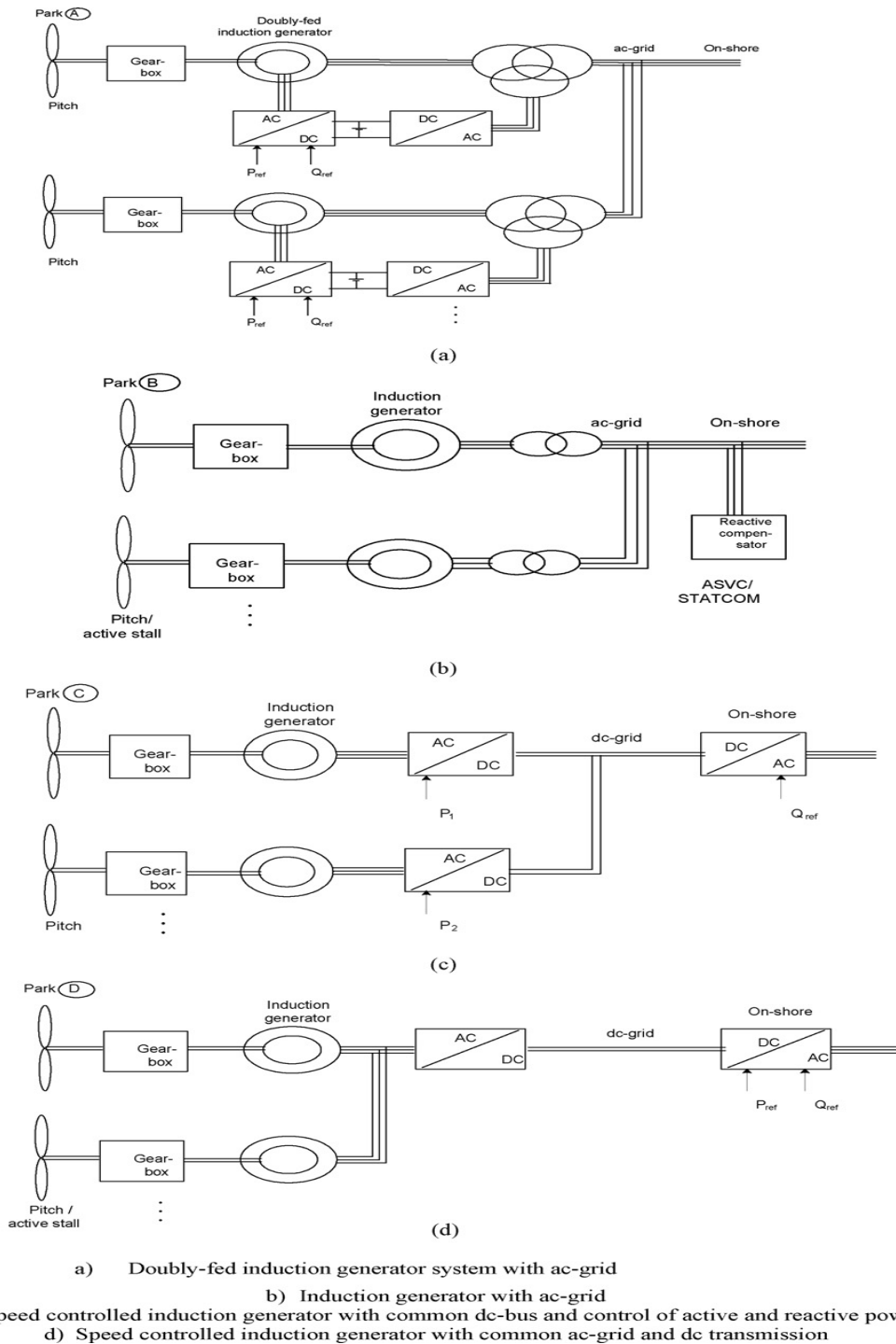


Figure III.2 : Configuration du parc éolien [53].

III.2.3. Développement de parcs éoliens offshore

Les projets éoliens nécessitent une grande surface pour atteindre des niveaux significatifs de production d'énergie, cependant, il peut ne pas être facile de trouver des sites

pour les parcs éoliens terrestres, tandis que les parcs éoliens en mer n'ont pas de tels problèmes. Autre avantage du déplacement des turbines en mer que la vitesse du vent soit plus constante et moins turbulente, donc plus de production d'énergie et moins d'usure des turbines. Également les parcs éoliens offshore deviennent plus omniprésents que ceux sur terre, que la mise en place de parcs éoliens en mer supprime ou minimise le visuel impact [53].

III.2.4 Stratégie actuelle de gestion de puissance réactive d'un parc : Exemple du parc de sole de Moulin Vieux

III.1.2.1 Bilan de puissance active et réactive du parc

Eoliennes, Câbles et Transformateur avec les prises réglables chacun de ces éléments intervient dans le bilan de la puissance réactive de l'ensemble du système. Un exemple analytique montré dans la Figure III.3 donne une vision plus précise sur ce point. Cet exemple considère la connexion d'une seule éolienne au réseau électrique. La valeur de tension au point de connexion est la tension maximale de fonctionnement [54].

La modélisation du réseau a été faite en utilisant le modèle II pour les lignes et le transformateur. L'objectif est de calculer les différents grandeurs électriques pour le réseau indiqué dans la Figure III.3. La méthode de FBS (Forward-Backward Sweep anglais) est utilisée pour le calcul de la répartition des charges [53] [54].

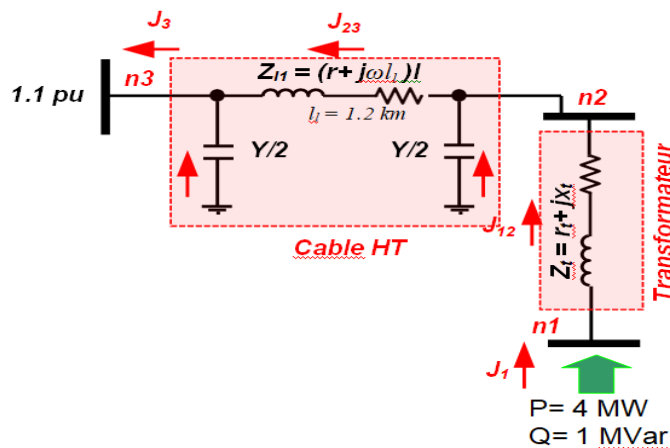


Figure III.3 : Exemple de bilan de la puissance réactive d'une éolienne, du transformateur et des câbles associés [54].

En supposant la production de l'éolienne de 4 MW pour la puissance active et de 1 MVAR pour la puissance réactive, la puissance active au point de connexion au réseau est de et la puissance réactive. L'effet capacitif du câble est plus important que de son effet inductif lorsque la puissance transmise par le câble ne dépasse pas la puissance naturelle du câble [54].

III.2.4.1. Contrôle de la puissance réactive du parc par réglage de $\tan \phi$

Les contraintes actuelles remises par ERDF portent sur le contrôle de facteur de puissance au niveau de PDL du parc éolien. En ce qui concerne les parcs de Maia Eolis, ces contraintes Sont présentées sur la Figure (III.4) [53].

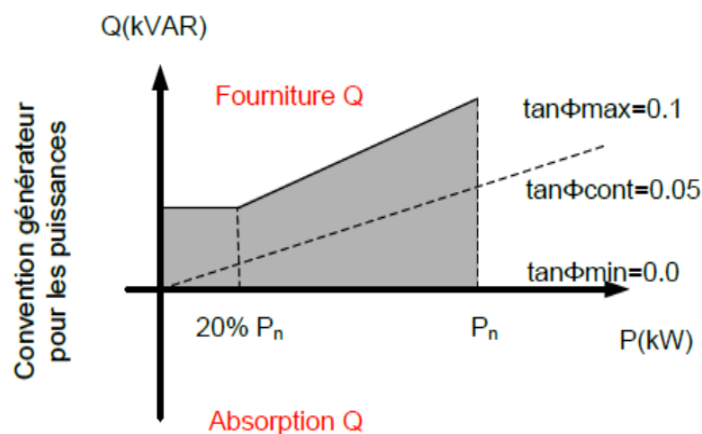


Figure III.4 : $\tan \phi$ contractuel au niveau de poste de livraison [54].

Au poste de livraison, la puissance réactive doit être dans les limites suivantes :

- Pas de puissance réactive absorbée.
- En cas de génération de puissance réactive.

III.3 Etat de l'art sur les algorithmes de supervision des puissances active et réactive dans une ferme éolienne

Les travaux de recherche récents dans le domaine des éoliennes s'orientent vers la conception des algorithmes de supervision des fermes éoliennes dans le but de répartir les références des puissances active et réactive sur les différentes éoliennes de la ferme. Dans ce contexte, plusieurs algorithmes ont été proposés [55] et peuvent être classés principalement en trois groupes :

- 1- Les algorithmes de supervision basés sur des régulateurs Proportionnel Intégral PI,

- 2- Les algorithmes de supervision basés sur des fonctions d'optimisation.
- 3- Les algorithmes de supervision basés sur une distribution proportionnelle.

III.3.1 Les algorithmes de supervision basés sur des régulateurs Proportionnel Intégral PI

Cette classe d'algorithme règle le problème de la supervision de la ferme éolienne en utilisant un simple régulateur PI. Deux algorithmes peuvent être distingués. Le premier utilise le régulateur PI pour régler le facteur de puissance [[56], [57], [58] et [59], tandis que le deuxième règle directement les puissances active et réactive [60], [61], [62].

III.3.1.1 Algorithme pour le réglage du facteur de puissance de la ferme éolienne

Cet algorithme contrôle le facteur de puissance de la ferme éolienne en agissant sur la puissance réactive. En effet, le facteur de puissance de référence, issu de la demande du gestionnaire de réseau, est comparé au facteur de puissance réel de la ferme. Ensuite un régulateur de type PI est utilisé afin de générer à sa sortie le facteur de puissance de référence de chaque éolienne. Par conséquent, la puissance réactive de référence demandée à chaque éolienne [28].

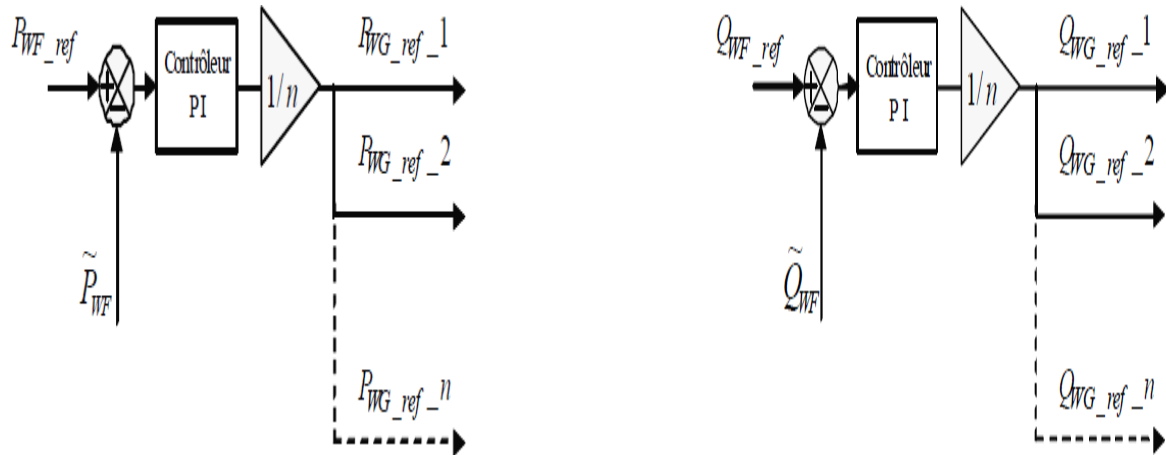
Cette supervision présente l'avantage d'un réglage simple et robuste du facteur de puissance et par conséquent de la puissance réactive. En plus, l'estimation de la puissance aérodynamique de chaque éolienne n'est pas nécessaire pour ce contrôle, ce qui facilite l'implémentation expérimentale de cet algorithme en réduisant son temps d'exécution [28].

III.3.1.2 Algorithme pour le réglage des puissances active et réactive de la ferme éolienne.

Partant du même principe, l'algorithme de distribution des puissances active et réactive dans une ferme éolienne utilise un régulateur PI pour contrôler les puissances active et réactive dans une ferme éolienne composée de génératrices éoliennes à vitesse variable. Pendant l'exécution de cet algorithme, toutes les génératrices éoliennes de la ferme reçoivent les mêmes références issues d'un régulateur PI qui régule les puissances active et réactive de la ferme [61][63].

Le principe de cet algorithme de contrôle est montré sur la figure (III.5). Les puissances Active et réactive réelles de la ferme sont comparées respectivement avec leurs références imposées par le gestionnaire du réseau. Ensuite, des régulateurs de type PI avec anti Wind up sont utilisés pour déterminer les mêmes références de puissance active et réactive pour

chaque éolienne de la ferme [62].



(a) Contrôle de la puissance active.

(b) Contrôle de la puissance réactive

Figure III.5 : Schéma bloc du contrôle des puissances active et réactive d'une ferme [28].

Etant donné que la mesure de la puissance aérodynamique est basée sur la mesure de la vitesse du vent qui est fortement aléatoire et difficilement mesurable, l'avantage que procure cet algorithme est qu'il ne nécessite pas la mesure de la puissance aérodynamique disponible au niveau de chaque éolienne. Ceci, facilite énormément l'implémentation de l'algorithme en temps réel, mais le risque de saturations des éoliennes est bien présent car l'information sur les puissances active et réactive maximales de chaque éolienne n'est pas disponible et non prise en compte [28].

III.3.2. Algorithmes basés sur des fonctions objectives

Cette catégorie d'algorithmes utilise une fonction objective pour la répartition optimale des puissances active et réactive sur les éoliennes de la ferme [64].

III.3.3 Algorithme basé sur la distribution proportionnelle des références de puissances

L'algorithme basé sur la distribution proportionnelle a été développé dans le but de distribuer les consignes de puissance d'une façon proportionnelle sur les éoliennes de la ferme. D'un point de vue sécuritaire, cet algorithme assure à chacune des éoliennes de fonctionner toujours loin de ses limites définies par le diagramme (P, Q) [66], [65],[62].

Cet algorithme détermine les références des puissances active et réactive de chaque éolienne. L'avantage que présente cette stratégie est qu'elle assure que toutes les éoliennes de la ferme fonctionnent suffisamment loin de leurs capacités maximales de production et par conséquent, le risque de saturation des éoliennes ne se présente pas. Même si l'une d'entre elles est saturée, c'est-à-dire que l'éolienne évolue à son maximum de production ou de consommation du réactif, la puissance manquante est reportée sur les autres éoliennes encore capables de satisfaire la demande. Néanmoins, l'implémentation de cette stratégie est un peu complexe puisque elle a besoin des informations sur la puissance aérodynamique disponible de toutes les éoliennes [67].

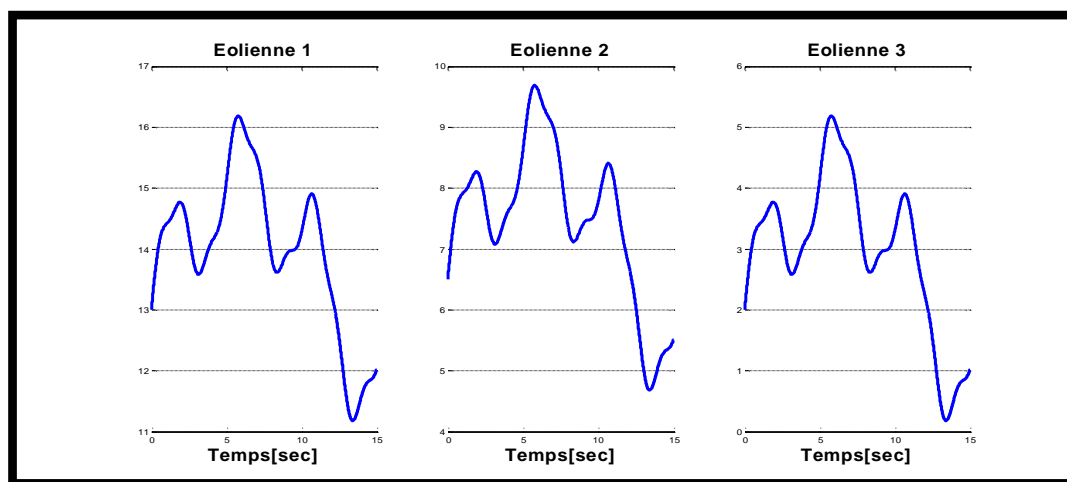


Figure III-6 : les profils du vent dans une ferme éolienne.

III.4 Optimisation du système électrique pour les parcs éoliens offshore.

Les parcs éoliens offshore sont plus chers que les éoliennes terrestres. Recherche intensive et développement de la technologie font divers parcs éoliens en mer configurations possibles pouvant entraîner des coûts différents, fiabilité, qualité de l'alimentation et efficacité du système. Ainsi, l'optimisation de la conception du système électrique des parcs éoliens offshore devient importante [28].

La capacité d'un parc éolien connecté au réseau peut être limitée par la capacité du système de grille. Une méthode combinée avec une analyse probabiliste a été développée pour obtenir le maximum capacité possible pour un site éolien donné. La limite thermique des lignes de transmission, la stabilité de la tension, la limitation de la charge Transformateurs Tap Change (LTC) et limites de production d'énergie sont considérées comme les conditions de contrainte [28].

Ce travail propose également un flux de charge intégré série AC – DC algorithme pour parcs éoliens offshore à vitesse variable. Le modèle de DC /DC Les convertisseurs sont proposés et intégrés dans la charge de base algorithme de flux en modifiant la matrice jacobéenne. Deux itérations Des méthodes sont développées pour prendre en compte respectivement stratégie de contrôle et pertes de puissance des convertisseurs électroniques de puissance [28].

L'espace de recherche de l'optimisation est assez grand, et le choix les paramètres GA essentiels pour l'optimisation sont résumés comme suit :

- Population initiale : génération aléatoire avec contrôle de la diversité.
- Opérateur de sélection : méthode de nouage.
- Opérateur de croisement : croisement uniforme.
- Opérateur de mutation : mutation non uniforme.

III.5. Exploitation et contrôle des parcs éoliens en réseau.

L'intégration de l'énergie éolienne à grande échelle peut avoir de graves conséquences sur le fonctionnement du système d'alimentation. Le fonctionnement stable, fiable et économique du système électrique dans le cadre de l'intégration massive de l'énergie éolienne constitue un défi de taille pour les gestionnaires de réseau. Les spécifications techniques, les codes de réseau, pour la connexion au réseau des éoliennes (les grands parcs éoliens offshore vers les réseaux de transport à haute tension ainsi que les éoliennes locales vers les réseaux de distribution) ont été établies pour spécifier les exigences auxquelles doivent répondre les éoliennes. Afin d'être connecté au réseau. Les exemples de telles exigences incluent les capacités de contribuer à la régulation de fréquence et de tension en contrôlant en permanence la puissance active et la puissance réactive fournies au système d'alimentation, ainsi que la capacité de passage en basse tension [28].

- La puissance réactive doit être régulée dans une bande de contrôle, à un niveau maximal de 10% de la puissance nominale (absorption à puissance active zéro et production à la puissance active nominale).

Les principaux impacts de l'intégration d'éoliennes sur les systèmes électriques et les méthodes possibles pour atteindre une sécurité et une qualité d'énergie optimales pour les systèmes électriques intégrés à l'énergie éolienne à grande échelle doivent être discutés avec les points suivants :

- Contrôle de la balance de puissance.

III.5.1 Contrôle de la balance de puissance

L'expansion de l'énergie éolienne implique des exigences supplémentaires en matière de régulation. Afin de maintenir un système électrique en fonctionnement stable dans la plage de fréquences spécifiée, la puissance active fournie par les unités de production, y compris les dispositifs de stockage d'énergie, doit être réglée en permanence pour s'adapter à la charge variable du système.

Un contrôleur de réseau (Area Grid Controller - AGC) [45] avec le contrôle secondaire appliqué aux centrales électriques centrales et des liaisons avec les systèmes d'alimentation voisins, y compris les connexions CCHT, peut être utilisé pour gérer les fluctuations de l'énergie éolienne. L'utilisation du contrôle de puissance rapide des systèmes HVDC sera très efficace pour maintenir les écarts de puissance dans la plage souhaitée.

Les parcs éoliens peuvent participer activement à la gestion du réseau, notamment en fournissant une régulation de la gestion de l'électricité et de la production. Pour faire face aux fluctuations de puissance à grande échelle, il peut être nécessaire de conserver une réserve en rotation dans les éoliennes. Dans ce cas, l'éolienne devra peut-être fonctionner à un niveau de puissance inférieur au niveau de puissance disponible, ce qui signifie une utilisation réduite de l'énergie sans combustible, une réduction de la production et, partant, des revenus.

En résumé, le problème de l'équilibre des pouvoirs peut être traité avec plusieurs méthodes, telles que :

- Amélioration de la prévision de la vitesse et de la puissance du vent.
- Fourniture d'énergie de régulation et de réserve provenant d'autres unités de production (centrale électrique et centrales de cogénération).
- Gestion de la charge des consommateurs sélectionnés.
- Fourniture d'énergie de régulation et de réserve provenant de grandes éoliennes / parcs éoliens.
- Application des technologies de stockage d'énergie.
- Etablissement d'accords d'échange de pouvoir appropriés pour utiliser le contrôle de la puissance de régulation dans les réseaux voisins.

L'influence de la connexion d'un parc éolien sur la tension de base est directement liée à la capacité de court-circuit. Le court-circuit la capacité à un point donné du réseau électrique.

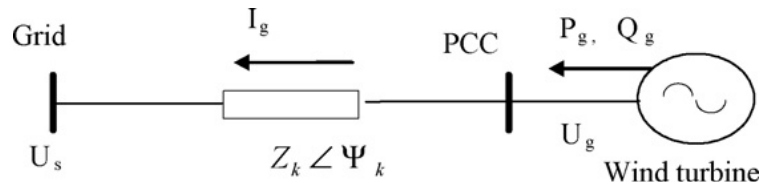


Figure III.7 : Un système simple avec une éolienne équivalente connectée à un réseau [53].

Représente la force du système. Si la tension à un point distant peut être considérée comme constante U_s et la capacité de court-circuit (SCC) en MVA est définie comme $\frac{U_s^2}{Z_K}$ où Z_k est l'impédance équivalente entre les points concerné.

Système simple avec une éolienne équivalente connectée à un réseau [54].

$$I_g = \left(\frac{S_g}{U_g}\right)^* = \frac{P_g - jQ_g}{U_s} \quad (III. 1)$$

$$U_g - U_s = \Delta U = Z_K I_g = (R_K + jX_K) \left(\frac{P_g - jQ_g}{U_g}\right)$$

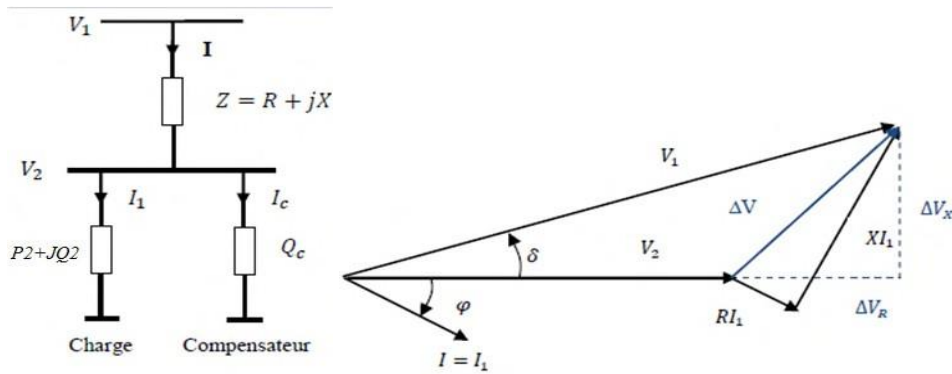
$$= \frac{R_K + P_g + X_K Q_g}{U_g} + j \frac{P_g X_K - Q_g R_K}{U_g} = \Delta U_p + j \Delta U_q$$

$$\approx \frac{R_K + P_g + X_K Q_g}{U_g} \quad (III. 2)$$

Les condensateurs séries sont utilisés pour neutraliser une partie de la réactance inductive d'un réseau électrique. Cela est illustré dans la figure (III.9).

III.5.2.1 Contrôle de tension par puissance réactive

La tension est étroitement liée à la puissance réactive, comme indiqué dans, ainsi les éoliennes avec la capacité de contrôler réactif L'alimentation peut supporter le contrôle de la tension du système. Le grand vent moderne les fermes doivent avoir la capacité de contrôler à la fois les actifs et la puissance réactive [28].



III.8a) Circuit équivalent d'uneligneavec Chargeetcompensateur.

III.8 b) diagramme des tensions Sanscompensation.

Figure III-8 : ligne électrique avec compensateur[28].

Supposant que, \$V_2\$ est pris comme origine des phases

A partir du diagramme de la figure (III.10.b) l'expression de la chute de tension est donnée par :

$$\Delta V = V_1 - V_2 = Z \times I_1 \text{ (III. 3)}$$

Le courant \$I_1\$ de la charge est donné par la relation :

$$I_1 = \frac{P_2 - jQ_2}{V_2} \text{ (III. 4)}$$

Remplaçant (III.1) dans (III.2), on aura :

$$\Delta V = (R + jX) \frac{P_2 - jQ_2}{V_2} \text{ (III. 5)}$$

D'où :

$$\Delta V = \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} + j \frac{XP_2 - RQ_2}{V_2} = \Delta V_R + j\Delta V_X \text{ (III. 6)}$$

La chute de tension possède donc deux composantes ΔV_R en phase avec la tension V_2 et une composante ΔV_X en quadrature avec V_1 . D'après l'équation (III.4), la chute ΔV dépend de la puissance active et réactive de la charge.

En ajoutant un compensateur en parallèle à la charge, il est possible de maintenir la Tension V_2 égale en module à la tension V_1 .

III.5.2.3 Harmoniques

Les perturbations harmoniques sont un phénomène associé à la distorsion de l'onde sinusoïdale fondamentale et sont produites par la non-linéarité des équipements électriques. Les harmoniques ont augmenté courants, les pertes de puissance et la surchauffe destructive possible dans équipement. Les harmoniques peuvent également poser des problèmes de communication et systèmes de contrôle. Les normes harmoniques sont spécifiées pour la mise en place les limites de la distorsion harmonique totale (THD) ainsi que de l'harmonique individuel [53].

III.5.3 Turbines éoliennes dans les capacités transitoires du système d'alimentation transitoire-basse tension et soutien à la stabilité

La stabilité du système est largement associée aux défauts du système d'alimentation dans un réseau tel que le déclenchement de lignes de transmission, la perte de capacité de production (défaillance du groupe électrogène) et courts-circuits.

Ces défaillances perturbent le rapport de force (actif et réactif) et changer le flux de puissance. Bien que la capacité de l'exploitation les générateurs puisse être adéquate, de fortes chutes de tension peuvent se produire soudainement. Le déséquilibre et la redistribution des actifs et des réactifs l'alimentation dans le réseau peut forcer la tension à varier au-delà de la limite de stabilité. Figure (III-9) Une période de basse tension (baisse de tension) peut se produire et éventuellement être suivie d'une perte totale de puissance (coupure électrique) [49-51].

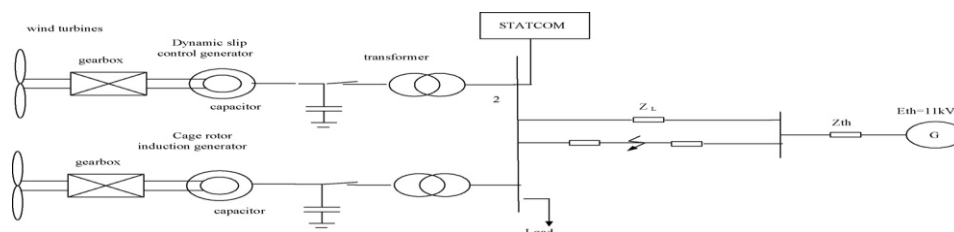


Figure III-9 : Schéma de principe d'un système de conversion de l'énergie éolienne connecté à un réseau [53].

III.5.4 Répartition des consignes de puissance réactive sur les différentes éoliennes

La tension est étroitement liée à la puissance réactive, comme indiqué en. Ainsi, les éoliennes dotées de la capacité de contrôler la puissance réactive peuvent prendre en charge le contrôle de la tension du système. Les grands parcs éoliens modernes doivent pouvoir contrôler à la fois la puissance active et réactive. Dans le cas des éoliennes à vitesse fixe avec des générateurs à induction conventionnels, la puissance réactive peut être contrôlée par des batteries de condensateurs à thyristors.

Pour le parc éolien avec les éoliennes à vitesse fixe équipées de générateurs à induction conventionnels, la production active d'énergie et l'absorption d'énergie réactive sont fortement couplées, comme le réseau du Danemark oriental. Ainsi, les fluctuations de la puissance active peuvent entraîner des fluctuations similaires de l'absorption de la puissance réactive et, si aucun équipement de compensation de la puissance réactive dynamique n'est en place, les fluctuations de la tension peuvent être très importantes.

III.5.4.1 Asservissement de la puissance réactive

On envisage de répartition de la puissance réactive plus simple qui consiste à donner une même consigne pour chacune des éoliennes Q_{eol}^{ref} . Cependant, il n'est pas immédiat de déterminer la valeur de cette consigne en fonction de la consigne de puissance demandée pour le parc. Pour ce faire, on asservit la puissance réactive au niveau du PDL du parc autour d'une consigne de puissance Q_{parc}^{ref} . La Figure III-10 montre le principe de fonctionnement de cet asservissement. L'asservissement génère la référence Q_{parc}^{ref} qui sera distribuée entre les éoliennes d'une manière identique.

Il existe deux niveaux de saturation dans le mécanisme de fonctionnement de cet algorithme. Le premier niveau de saturation est lié au diagramme de fonctionnement PQ de l'éolienne. Donc, les limites de production de puissance réactive (Q_{eol}^{max} et Q_{eol}^{min}) de premier niveau de saturation seront en fonction de la production active de chaque éolienne à un instant donné.

Le deuxième niveau de saturation est lié au diagramme de fonctionnement PQ du parc. Donc les limites de production réactive du parc (Q_{parc}^{max} et Q_{parc}^{min}) seront en fonction de la production active du parc et aussi les limites de surtension dans les différents nœuds à l'intérieur du parc.

La validation de ces types de réglage a été faite sur le modèle du parc Sole de Moulin Vieux. Pour cela, une demande de fourniture de réactif ; lorsque la tension au PDL du parc a été envoyée par ERDF. Les générateurs produisent en pleine production.

III.6 Conditions de simulation

Afin de tester la robustesse de l’algorithme mise en œuvre le gestionnaire réseau exige des puissances actives et réactives tel que à revoir ces valeurs et comparer avec les figures.

- Entre l’instant [0 4]=0 Var, [0 3] $P_{ref}=-1.5\text{Watt}$
- A l’instant [49.8] $Q_{ref}=-4.10^6\text{ Var}$, [3 5] Prefaugmente jusqu’à 0
- A l’instant [9.8 13] $Q_{ref}=-4.10^6\text{Var}$.
- A l’instant [13 21] $Q_{ref}=1.10^6\text{Var}$.

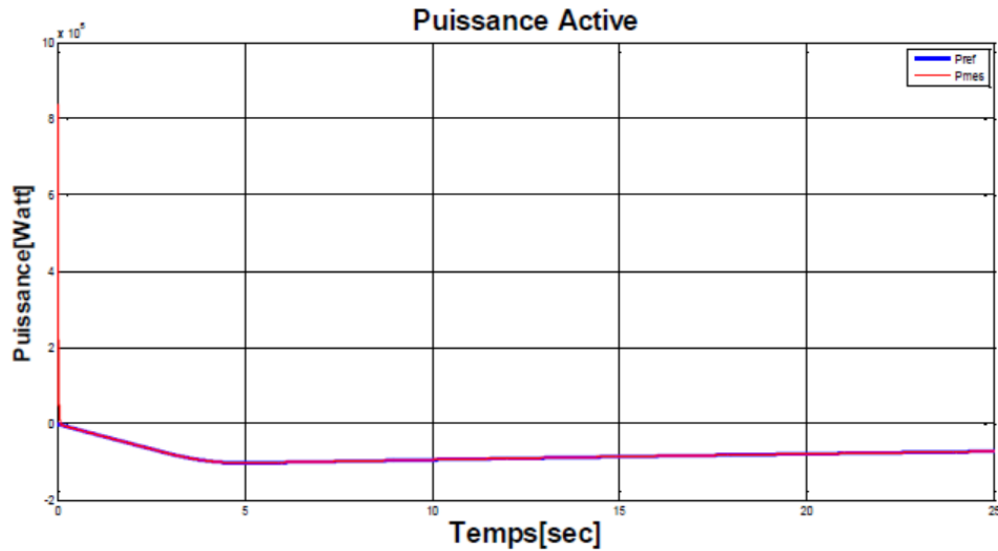


Figure III-10 :la puissance Active de la ferme.

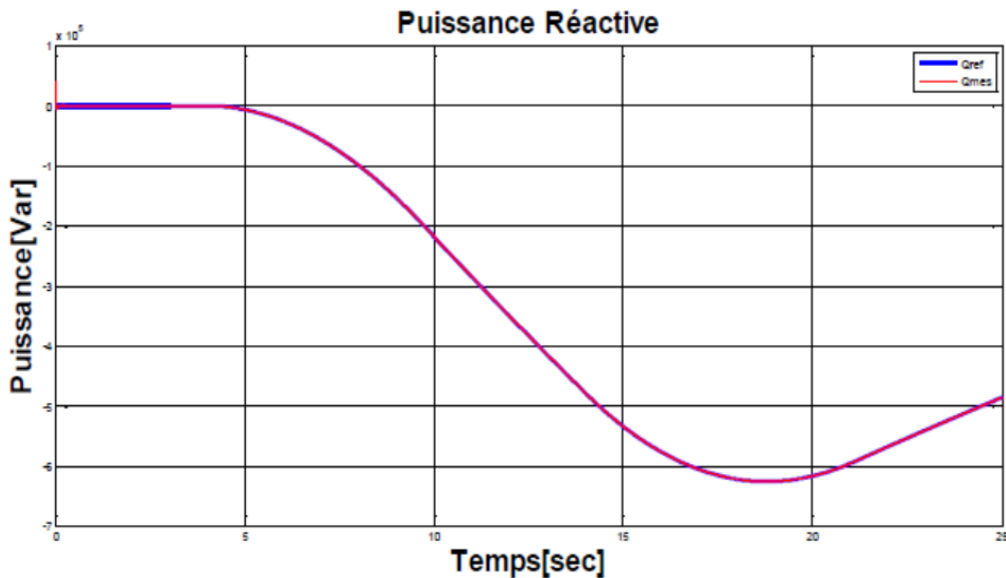


Figure III.12 : La puissance Active de chaque éolienne.

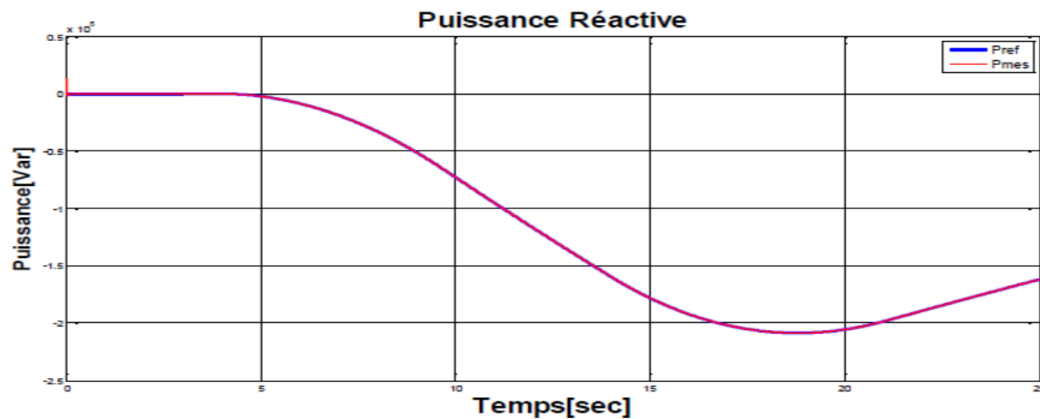


Figure III.12 : La puissance Active de chaque éolienne.

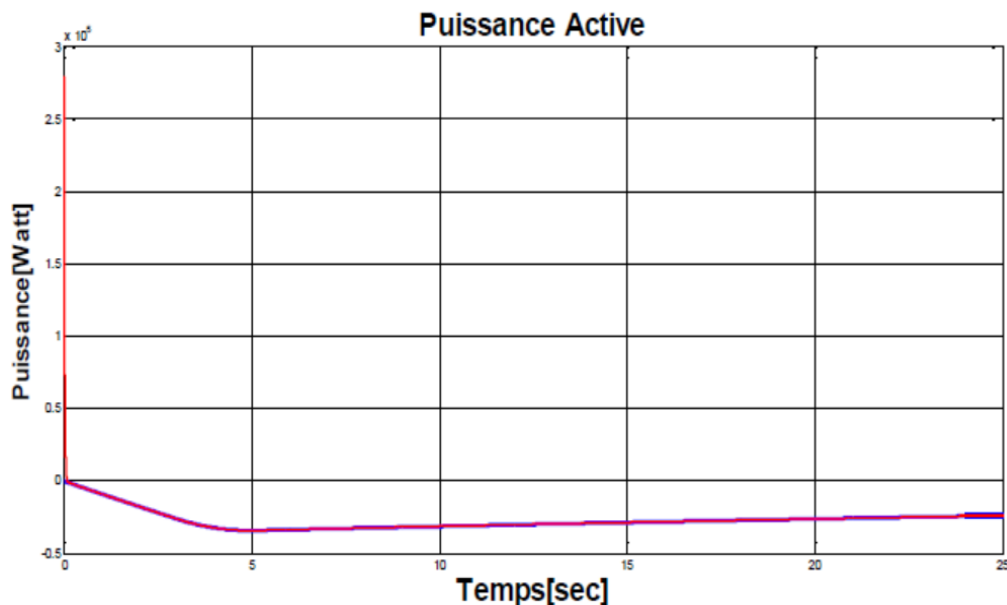


Figure III.13 : La puissance Réactive de chaque éolienne.

III.7 Interprétation des résultats

Les figures (III-13 et III-14) représentent les réponses de puissance active et réactive, en appliquant l'algorithme de réglage de la puissance active et réactive de la ferme, la figure (III-10 et III-11).

L'application de cet algorithme nous permet de contrôler les puissances active et réactive mesurées de la ferme éolienne et les asservir à leurs références imposées par le gestionnaire du réseau.

On a utilisé des régulateurs de type PI pour déterminer les mêmes références de puissance active et réactive et vu les résultats obtenus pour chaque éolienne de la ferme.

On peut dire que l'algorithme de supervision adopté présente une bonne robustesse face aux variations des puissances imposées par le gestionnaire du réseau.

III.8. Conclusions

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à la supervision centralisée des puissances active et réactive dans une ferme éolienne. En premier lieu, les principales réglementations techniques pour la connexion des fermes éoliennes au réseau, qui sont imposées par le gestionnaire de ce dernier, ont été présentées. La plate-forme d'optimisation des parcs éoliens offshore est informée. Les impacts et comportements de l'énergie éolienne à grande échelle sur le système d'alimentation fonctionnement, la qualité de l'alimentation et la stabilité du système décrit, en outre, les méthodes techniques possibles pour traiter avec les défis sont discuté. La plate-forme d'optimisation des parcs éoliens offshore est informée. Les impacts et comportements de l'énergie éolienne à grande échelle sur le système d'alimentation fonctionnement, la qualité de l'alimentation et la stabilité du système décrit, en outre, les méthodes techniques possibles pour traiter avec les défis sont discuté. Ensuite, les différents algorithmes de supervision des fermes, existant dans la littérature, ont été exposés. Les algorithmes basés sur l'emploi d'un régulateur PI présentent une simplicité particulière d'implémentation mais le risque de saturation des éoliennes est toujours présent.

Conclusion générale

Conclusion générale

Nous nous sommes intéressés dans cette mémoire à la participation des éoliennes à des services systèmes de réglage de tension et de gestion de la puissance réactive dans les réseaux électriques.

Le travail présenté dans ce mémoire concerne l'étude d'un système globale de la production d'électricité à partir d'énergie éolienne. Celle-ci a été suivie d'une commande adaptée en vue d'atteindre les meilleures performances.

Dans premier chapitre On a donné des généralités sur des différent types d'éolienne existant avec leurs différentes structures à savoir les éoliennes à axe vertical et axe horizontal, puis nous avons parlé nous avons également traité les avantages et les inconvénients.

Dans le chapitre deux, nous avons modélisé le vent qui est la source principale d'énergie. Nous avons ensuite modélisé la turbine éolienne sur laquelle se base notre étude. Une commande de la turbine (MPPT), de sorte à ce que le coefficient de puissance soit toujours optimal quelque soient les variations du vent, puis nous avons présenté des généralités sur la machine asynchrone a double alimentation, nous avons donné les équations électriques, magnétique et mécanique. L'écritures de ces équations dans le repère de Park a été exploité pour effectuer la commande vectorielle qui permet d'assimiler la MADA afin de faciliter son étude et notamment sa simulation sous Matlab- Simulink. Ensuite nous avons élaboré des stratégies de commande permettant d'atteindre plusieurs objectifs concernant la puissance active et la puissance réactive.

A la fin de cet chapitre nous avons établi le modèle continu équivalent ainsi le dispositif de commande d'une chaine de conversion éolienne basé sur la MADA pilotée par le rotor au moyen de deux convertisseurs de puissance relié entre eux via un bus continu et au réseau via un filtre intermédiaire.

Dans la littérature, il existe plusieurs algorithmes de supervision tel que :

- Les algorithmes de supervision basés sur des régulateurs Proportionnel Intégral PI.
- Les algorithmes de supervision basés sur des fonctions d'optimisation.
- Les algorithmes de supervision basés sur une distribution proportionnelle.

Conclusion générale

Dont on a adopté celui qui fait le réglage des puissance active et réactive de par sa simplicité, sa facilité de mise en œuvre sans prendre en compte le cas de saturation des éoliennes de la ferme.

Par conséquence, cet algorithme présente de bonnes performances face aux variations des consignes de puissances imposées par le gestionnaire réseaux. et on a conclu par des résultats de simulations sous Matlab- Simulink.

References

References

- [18] LOUAR FATEH, «Modélisation et simulation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à base d'une machine synchrone à aimant permanent», THESE Présentée en vue de l'obtention du diplôme de DOCTORAT 3ème cycle , UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA année 2016.
- [19] Fateh Louar, Fawzi Senani, Fares Bourourou, Ahmed Ouari «Wind Conversion Chain Model Simulation with Closed Loop PI Controller», Int Conf Tunisia ACECS 2014.
- [20] Mayouf Mesaoud, Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent, thèse de magister de l'université de Batna, 13-02-2008.
- [21] Dr. Gary L. Johnson, « Wind Energy Systems », Chapter 4-Wind Turbine Power, Nov, 2001.
- [22] Guy Cuntty, « Eoliennes et aérogénérateurs, guide de l'énergie éolienne », © Edissud, Aix-en-Provence, 2001, www.edisud.com
- [23] L.Leclercq, « Apport de stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes », thèse de doctorat de l'université de Lille, n° d'ordre : 3563, UFRR IEEEA Décembre 2004.
- [24] LATRECHE Mohammed Tahar «Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien», Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas de Sétif, 2012
- [25] TOUAL BELKACEM « Modélisation et Commande Floue Optimisée d'une Génératrice à Double Alimentation, Application à un Système Eolien à Vitesse Variable» mémoire de magister Université de Batna, 2010.
- [26] Hamecha samira «Etude et commande d'une éolienne à base d'une machine synchrone à aimant permanent», Thèse de Magister, université de Tizi ouzou, 2013.
- [27] A. MIRECKI « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de doctorat de L'institut national polytechnique de Toulouse le 5 avril 2005.
- [28] T. GHENNAM, Thèse de Doctorat, «Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation», N° d'ordre: 162/2012.
- [29] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, « Éoliennes », Techniques de l'Ingénieur, BM 4 640.

References

- [30] H. Camblong, «Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable », thèse de doctorat de l'Ecole Nationale des Arts et Métiers de Bordeaux, Décembre 2003.
- [31] A.D. Hansen, C.Jauch, P.Sørensen, F.Iov, F. Blaabjergm, « Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT », projet de recherche, laboratoire national de Riso, Roskilde. Décembre 2003.
- [32] S. El-Aimani « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lille (ECL) Cohabité avec L'université des sciences et technologies de Lille 1 (USTL),06 décembre 2004.
- [33] O.Gergaud, B.Multon. H.Ben Ahmed, « Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne», Electronique du Futur.2001.pp.17-22.Nancy. Novembre 2001.
- [34] GASSAB SAMIR «Modélisation d'une centrale hybride photovoltaïque-éolienne» mémoire de magister de l'Université Ferhat Abbas – Sétif, décembre 2011.
- [35] B. N. Mobarkah, « Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants : Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification 'en ligne' des paramètres », thèse de doctorat de l'Université de Téhéran, Iran. Décembre 2001.
- [36] R. Melicio, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalao, << Computer simulation of wind power systems: Power Electronics and Transient Stability Analysis >>, International Conference on Power System Transients (IPST 2009), Kyoto, Japan, Juin 3-6, 2009.
- [37] LING PENG «reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension» thèse de doctorat délivre par l'école centrale de Lille, 2010
- [38] ABDELMALEK BOULAHIA «Etude des Convertisseurs Statiques destinés à la Qualité de l'Energie Electrique» mémoire de magister de l'université de Constantine, 2009.
- [39] TARAK NOUILI «Comment utiliser un bloc SVM (Space Vecteur Modulation) sous Simulink. Projet B 07 : Contrôle d'un moteur asynchrone par la méthode FOK» Polytech Clermont-Ferrand, Génie Electrique Année 2008/2009.
- [40] Z. Chen, E. Spooner, « Wind turbine converters : A comparative study », Power Electronics and Variable Speed Drives, 21-23 September 1998, Conference Publication No. 456 © IEE 1998
- [41] J.T.G. Pierikm, J. Morrenm, E.J. Wiggelinkhuizen, S.W.H. de Haan, T.G. van Engelen, J. Bozelie, « Electrical and Control Aspects of Offshore Wind Farms II (Erao II), Volume 1: « Dynamic models of wind farms », Juin 2004

References

- [42] Bookman T. Promise de l'énergie éolienne, au large des côtes. *Technol Soc Mag IEEE* 2005; 24 (2): 9-15.
- [43] Wind force 50 pour le Danemark, Association danoise de l'énergie éolienne, <http://www.windpower.org/> [27/01/06].
- [44] Chen Z, Blaabjerg F. Wind Energy - La source d'énergie dont la croissance est la plus rapide au monde. *IEEE Power Electron Soc Newslett* 2006; 18 (3). ISBN: 1054-7231.
- [45] Akhmatov V, C Rasmussen, Eriksen PE, J. Pedersen. Aspects techniques du statut et tendances futures prévues pour l'énergie éolienne au Danemark. Dans: *énergie éolienne. Grande Bretagne: John Wiley & Sons; 2006 juin ..*
- [46] Zhao M. Optimisation du système électrique des parcs éoliens offshore via une approche utilisant un algorithme génétique, thèse de doctorat, Université d'Aalborg, Danemark; 2006.
- [47] Zhao M., Chen Z et Blaabjerg F. Analyse du ratio de perte de génération pour les parcs éoliens offshore. In: *Actes de la 32e conférence annuelle de la société de l'électronique industrielle de l'IEEE; 2006. p. 2844–9. ISBN: 1-4244-0136-4, ISSN: 1553-572X.*
- [48] Zhao M, Chen Z et Blaabjerg F. Calcul intégré du flux de charge AC – DC pour les parcs éoliens offshore à vitesse variable. In: *Conférence internationale sur l'électronique de puissance et le contrôle intelligent pour la conservation de l'énergie (PELINCEC); 2005.*
- [49] Petru T, Thiringer T. Modélisation d'éoliennes pour les études de systèmes d'énergie. *IEEE Trans Power Syst* 2002; 17 (novembre) 4): 1132–9.
- [50] Sun Tao, Chen Z et Blaabjerg F. Stabilité transitoire des éoliennes DFIG en cas de défaut de court-circuit externe. *Vent Ene*
- [51] Chen Z, Hu Y, Blaabjerg F. In: *Proceedings IET — Production d'énergie renouvelable, vol. 1 (1), mars. Amélioration de la stabilité des systèmes d'éoliennes basées sur des génératrices à induction 2007; 81–93.*
- [52] FOUGHALI .L , M.HAMOUDI F: Apport des systèmes FACTS sur la stabilité de la tension Cas d'un SVC ,Année universitaire: 2014/2015 .
- [53] Chen Z, Hu Y, Blaabjerg F. In: *Parc éolien —Une source d'énergie dans les futurs systèmes d'alimentation, Examens énergétiques renouvelables et durables ; Accepté le 9 septembre 2008.*
- [54] A. Ahmidi “Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques”, Thèse de doctorat en génie électrique de l'Ecole Centrale de Lille, pp. 1-200, décembre 2010.
- [55] J.L. Rodríguez-Amenedo, S. Arnaltes, M.A. Rodríguez, “Operation and coordinated control of fixed and variable speed wind farms”, *Renewable Energy*, vol.33, no. 03, pp. 406-

References

414 March 2008.

[56] J. Fortmann, M. Wilch, F. W. Koch, I. Erlich, "A Novel Centralised Wind Farm Controller Utilising Voltage Control Capability Of Wind Turbines", 16th PSCC, Glasgow, Scotland, July 14-18, 2008.

[57] R. D. Fernandez, P. E. Battaiot, R. J. Mantz "Wind Farm Control Based on Passivity", IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), pp. 1000-1005, 2010.

[58] G. Tapia, A. Tapia, J. X. Ostolaza, "Two Alternative Modeling Approaches for the Evaluation of Wind Farm Active and Reactive Power Performances", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 04, pp. 909-920, 2006.

[59] G. Tapia, A. Tapia, J. X. Ostolaza, "Proportional-Integral Regulator-Based Approach to Wind Farm Reactive Power Management for Secondary Voltage Control", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, no. 02, pp. 488-498, 2007.

[60] G. Rogério de Almeida, D. Edgardo Castronuovo, J. A. Peças Lopes, "Optimum Generation Control in Wind Parks When Carrying Out System Operator Requests", IEEE *Transactions On Power Systems*, vol. 21, no 2, pp. 718-725, may 2006.

[61] J.L. Rodríguez-Amenedo, S. Arnalte, J. C. Burgos, "Automatic Generation Control of a Wind Farm With Variable Speed Wind Turbines", IEEE Transaction on Energy Conversion, vol. 17, no. 02, pp.279-284, June 2002.

[62] J.L. Rodríguez-Amenedo, S. Arnaltes, M.A. Rodríguez, "Operation and coordinated control of fixed and variable speed wind farms", *Renewable Energy*, vol.33, no. 03, pp. 406-414 March 2008.

[63] Chen Z. Challenges to the future wind turbines in achieving compliance with grid code, Lecture in executive workshop of wind turbine interaction with power systems, HHH-Vind, Denmark, Dec.2004.

[64] J. Zhao, X. Li, J. Hao, J. Lu, "Reactive power control of wind farm made up with doubly fed induction generators in distribution system" *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol. 80, no. 06, pp. 698-706, June 2010.

[65] Bouhali, B. François, E.M. Berkouk, C. Saudemont, "Power sizing and control of a three-level NPC converter for grid connection of wind generators", *Electromotion*, vol. 16, no. 1, pp. 38-49, Mars 2009.

[66] T. Ghennam, B. Francois, E.M. Berkouk, "Local supervisory algorithm for reactive power dispatching of a wind farm", 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2009), Barcelona, Spain, 5-8 September 2009.

References

- [67] G. Tapia, A. Tapia, J. X. Ostolaza, "Two Alternative Modeling Approaches for the Evaluation of Wind Farm Active and Reactive Power Performances", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 04, pp. 909-920, 2006 .

