

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université A.MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

## MEMOIRE DE MAGISTER

En vue de l'obtention du diplôme de Magister en Electrotechnique

Option : Systèmes Electro-Energétiques

Présenté par

**CHEKKAL Samira**

Ingénieur d'Etat en Electrotechnique

Thème

**Evaluation des Performances de l'Aérogénérateur à base de la  
Machine Asynchrone Double Etoile Connecté au Réseau  
Electrique**

Soutenu le / 06 / 10 / 2011/, devant le jury composé de:

Président	Mr. B. MAOUCHE	MCA	Univ. de Bejaia
Examineur	Mr. F. BOUCHAFAA	MCA	USTHB-Alger
Examineur	Mr. R. SAOU	MCA	Univ. de Bejaia
Rapporteur	Mr. D. AOUZELLAG	MCA	Univ. de Bejaia
Invité	Mr. K. GHEDAMSI	MCA	Univ. de Bejaia

# *Remerciements*

*Comme le veut la tradition, je vais tenter de satisfaire au difficile exercice de la page des remerciements. C'est avec mon enthousiasme le plus vif et le plus sincère que je voudrais rendre mérite à tous ceux qui, à leur manière, m'ont aidée à mener à bien ce travail.*

*Je désire alors exprimer ma profonde gratitude à Monsieur D. AOUZELLAG et Monsieur K. GHEDAMSI, Maitres de conférences à l'Université Abderrahmane MIRA de Bejaia pour avoir accepté de me diriger patiemment et sans eux ce mémoire n'aurait pas pu avoir lieu. Je leurs suis infiniment reconnaissante de la bienveillance dont ils ont fait preuve à mon égard, de leurs encouragements incessants et de leurs confiance dont ils m'ont témoigné.*

*Je tiens à remercier Monsieur B.MAUCHE, Maitre de conférence à l'Université Abderrahmane MIRA qui m'a honoré en acceptant d'être Président de ce jury. Un remerciement particulier aussi à Monsieur F. BOUCHAFAA, Maitre de conférence à l'USTHB BAB EZZOUAR-Alger et Monsieur R.SAOU, Maitre de conférence à l'Université Abderrahmane MIRA qui m'ont honoré en acceptant d'être examinateurs dans ce jury.*

*J'exprime également ma profonde reconnaissance et mes sincères remerciements aux enseignants, Madame N.AOUZELLAG et Monsieur H.AMIMEUR maitres assistants du département génie électrique, pour leurs aides précieuses.*

# *Dédicaces*

*Je dédie ce modeste travail...*

*A mes chers parents,*

*A mes frères et sœurs,*

*A ma très chère nièce Anaïs,*

*A toute ma famille,*

*A tous mes amis,*

*A tous ceux qui m'ont soutenu pendant la durée de mes études.*

## **SOMMAIRE**

**Nomenclature**

**Liste des figures**

**Liste des tableaux**

**Introduction générale** ..... 1

### **CHAPITRE I**

#### **ETAT DE L'ART DES AEROGENERATEURS**

I.1 Introduction .....	3
I.2 Etat de l'art et situation de l'éolien .....	3
I.3 Différentes sources de production d'énergie électrique .....	4
I.3.1 Différents types de centrales .....	4
I.4 Situation de l'énergie éolienne dans le monde .....	5
I.5 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne .....	8
I.5.1 Avantages .....	9
I.5.2 Inconvénients.....	9
I.6 Constitution d'une éolienne et principe de conversion d'énergie .....	10
I.6.1 Principe de conversion d'énergie .....	10
I.6.2 Principaux composants d'une éolienne.....	11
I.7 Différents types d'aérogénérateurs .....	12
I.7.1 Aérogénérateurs à axe vertical .....	12
I.7.2 Aérogénérateurs à axe horizontal.....	13
I.8 Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne.....	14

I.8.1 Machines asynchrones à cage (MAS).....	14
I.8.2 Machines asynchrones à double alimentation (MADA) .....	15
I.8.3 Machine synchrone.....	16
I.9 Avantages et inconvénients des machines polyphasées ou multi étoiles.....	18
I.9.1 Avantages .....	18
I.9.1.1 Elimination d’harmoniques d’espace.....	18
I.9.1.2 Minimisation des ondulations du couple et des pertes rotoriques.....	18
I.9.1.3 Segmentation de puissance .....	18
I.9.1.4 Amélioration de la fiabilité .....	19
I.9.2 Inconvénients.....	19
I.10 Stockage d’énergie .....	19
I.10.1 Stockage à court terme .....	20
I.10.2 Stockage à long terme .....	20
I.11 Impacts de l’énergie éolienne.....	21
I.11.1 Impacts généraux de la production décentralisée .....	21
I.11.2 Impacts spécifiques de la production éolienne .....	22
I.11.3 Impact de la production d’énergie éolienne sur le plan de tension .....	23
I.12 Problèmes induits par des générateurs éoliens dans les réseaux électriques....	23
I.12.1 Effets sur les flux de puissance .....	23
I.12.2 Effets sur la tension .....	24
I.12.3 Effets sur le plan de protection .....	25
I.12.4 Prévision de la production .....	25
I.13 Conclusion .....	25

## **CHAPITRE II**

### **MODELISATION DES DIFFERENTES PARTIES DE L’AEROGENERATEUR**

II.1 Introduction .....	26
-------------------------	----

---

II.2 Description du système étudié .....	27
II.2.1 Modélisation du système éolien.....	27
II.2.1.1 Zones de fonctionnement d'une éolienne.....	27
II.2.1.2 Modélisation de la turbine .....	28
II.2.1.3 Génération du couple éolien .....	29
II.2.1.4 Contrôle de la turbine.....	30
II.2.1.5 MPPT avec contraintes .....	31
II.3 Description de la machine asynchrone double étoile .....	32
II.4 Hypothèses simplificatrices .....	32
II.5 Modèle de la machine asynchrone double étoile .....	33
II.5.1 Représentation de la machine .....	33
II.5.2 Equations électriques .....	33
II.5.3 Equations magnétiques .....	35
II.5.4 Expression du couple électromagnétique .....	37
II.5.5 Equation mécanique.....	37
II.6 Modèle biphasé de la MASDE .....	38
II.6.1 Transformation de Park.....	38
II.6.2 Modèle de la MASDE selon le système d'axes (d, q) .....	38
II.6.2.1 Choix du référentiel .....	39
II.6.2.1.1 Référentiel lié au stator .....	39
II.6.2.1.2 Référentiel lié au rotor .....	39
II.6.2.1.3 Référentiel lié au champ tournant.....	40
II.6.3 Modèle biphasé de la MASDE lié au système d'axes (d, q) .....	40
II.6.4 Puissance absorbée et couple électromagnétique .....	42
II.7 Alimentation de la MASDE par onduleurs de tension à commande MLI.....	43
II.7.1 Modélisation de l'onduleur de tension à MLI.....	43
II.7.2 Stratégie de commande sinus-triangle .....	45

II.7.3 Association de la MASDE-onduleurs de tension à commande MLI.....	46
II.8 Simulation et interprétation des résultats .....	46
II.9 Conclusion.....	49

### **CHAPITRE III**

#### **CONTROLE D'UN AEROGENERATEUR CONNEXE AU RESEAU ELECTRIQUE BASE SUR LA GASDE**

III.1 Introduction.....	50
III.2 Principe de la commande vectorielle .....	50
III.3 Choix d'orientation du flux .....	51
III.4 Différentes méthodes de la commande vectorielle .....	52
III.4.1 Méthode de commande directe.....	52
III.4.2 Méthode de commande indirecte .....	53
III.5 Commande vectorielle indirecte sans réglage de vitesse.....	53
III.5.1 Identification des paramètres des régulateurs PI .....	55
III.5.2 Application de la commande indirecte sur la MASDE .....	57
III.6 Commande vectorielle indirecte avec régulation de vitesse.....	58
III.6.1 Identification des paramètres du régulateur de vitesse .....	59
III.6.2 Maximisation de la puissance éolienne .....	59
III.6.3 Connexion au réseau électrique.....	61
III.6.3.1 Description de la chaîne de production.....	61
III.6.3.2 Modélisation du circuit de filtrage .....	62
III.6.3.3 Schéma de principe.....	62
III.6.3.4 Calcul de la tension du bus continu.....	63
III.6.3.5 Régulation de la tension du bus continu .....	64
III.6.4 Contrôle de l'onduleur côté réseau électrique.....	64
III.6.4.1 Régulation des courants.....	65
III.6.4.2 Modélisation dans le repère de Park .....	65

III.6.4.3 Calcul des courants de références .....	66
III.6.5 Schéma bloc du contrôle des courants .....	67
III.7 Simulation et interprétation des résultats .....	68
III.8 Maximisation de puissance en utilisant la méthode MPPT floue.....	72
III.8.1 Introduction.....	72
III.8.2 Avantages et inconvénients de la commande floue .....	72
III.8.2.1 Avantages.....	72
III.8.2.2 Inconvénients .....	72
III.8.3 Contrôle par la logique floue.....	73
III.8.4 MPPT par la logique floue .....	74
III.8.4.1 Fuzzification .....	76
III.8.4.1.1 Fonction triangulaire .....	76
III.8.4.1.2 Fonction trapézoïdale .....	77
III.8.4.2 Base des règles et interface floue .....	77
III.8.4.3 Mécanisme d'inférence .....	78
III.8.4.4 Défuzzification .....	78
III.9 Résultats et discussion .....	80
III.10 Conclusion .....	82

## **CHAPITRE IV**

### **IMPACT DE L'INTEGRATION D'UNE FERME EOLIENNE SUR LA TENSION D'UN RESEAU ELECTRIQUE**

VI.1 Introduction .....	84
IV.2 Présentation générale des réseaux.....	84
IV.2.1 Réseaux de transport et d'interconnexion.....	86
IV.2.2 Réseaux de répartition .....	86

---

IV.2.3 Réseaux de distribution .....	86
IV.3 Moyens de réglage de la tension dans un réseau de distribution.....	87
IV.3.1 Moyens principaux disponibles pour régler la tension.....	87
IV.3.2 Régulation de la tension par le contrôle de la puissance réactive .....	88
IV.4 Chute de tension dans une ligne.....	88
IV.5 Puissance transmissible dans une ligne.....	90
IV.6 Participation au réglage de la tension .....	92
IV.6 Différents moyens de compensation .....	92
IV.6.1 Condensateur statique.....	92
IV.6.1.1 Condensateur shunt .....	92
IV.6.1.2 Condensateur série .....	93
IV.6.2 Inductance shunt.....	93
IV.6.3 Les compensateurs synchrones .....	94
IV.6.4 Les transformateurs avec prises réglables en charge.....	94
IV.6.5 Systèmes FACTS (Flexible alternative Current Transmission Systems).....	94
IV.6.5.1 Différents types des systèmes FACTS.....	95
IV.7 Présentation du réseau d'étude.....	97
IV.8 Résultats et discussions .....	98
IV.9 Conclusion .....	100
<b>Conclusion générales et perspectives.....</b>	<b>101</b>
<b>Références bibliographiques.....</b>	<b>103</b>

## **Annexes**

Annexe A : Dimensionnement du bus continu

Annexe B : Principaux paramètres utilisés dans les systèmes étudiés

Annexe C : Notions de base sur la logique floue

## NOTATIONS

$C_p$	Coefficient de puissance
$C_{p\_max}$	Coefficient de puissance maximal
$\beta$	Angle de calage des pales de la turbine [°]
$\lambda$	Rapport de vitesse
$\lambda_{opt}$	Rapport de vitesse optimale
$v_{vent}$	Vitesse du vent [m/s]
$S$	Surface balayée par la turbine [m <sup>2</sup> ]
$\rho$	Densité volumique de l'air 1.225 kg/m <sup>3</sup>
$R$	Rayon de la turbine éolienne [m]
$G$	Multiplicateur de vitesse
$q_\alpha$	Nombre équivalent de phases statoriques
$C_{em}$	Couple électromagnétique [N.m]
$C_{em}^*$	Couple électromagnétique de référence [N.m]
$C_r$	Couple mécanique de la turbine [N.m]
$C_{aero}$	Couple aérodynamique [N.m]
$C_{arbre}$	Couple sur l'arbre issue du multiplicateur [N.m]
$E$	Tension continue [V]
$f$	Fréquence de la tension de référence [Hz]
$f_p$	Fréquence de la porteuse [Hz]
$f_s$	Fréquence du réseau [Hz]
$g$	Glissement de la machine
$\Omega_t$	Vitesse de rotation de la turbine [rd/s]
$\Omega_{mec}$	Vitesse mécanique de la génératrice [rd/s]
$\Omega_{mec-ref}$	Vitesse mécanique de référence [rd/s]
$U_c$	Tension du bus continu [V]
$u_d(t)$	Tension redressée [V]
$u_f(t)$	Tension filtrée appliquée à l'onduleur [V]
$J$	Moment d'inertie [kg. m <sup>2</sup> ]
$k_f$	Coefficient de frottement visqueux [Nms/rd]
$K_i$	Gain intégral
$\omega_{gl}$	Pulsation électrique fondamentale du glissement [rd/s]
$\omega_s$	Pulsation électrique fondamental des grandeurs statorique [rd/s]
$\omega_r$	Pulsation électrique fondamental des grandeurs rotorique [rd/s]
$K_p$	Gain proportionnel
$K_{ps1,2}$ ; $K_{is1,2}$	proportionnels et intégraux des régulateurs PI des courants statoriques (étoiles 1 et 2)
$\tau_r$	Constante de temps rotorique [s]
$N$	Vitesse de rotation de la machine [tr/mn]
$p$	Nombre de paires de pôles de la MASDE

$\eta$	Rendement de l'ensemble machine-convertisseurs statique
$T_p$	Période de la porteuse [s]
$r$	Coefficient de réglage de l'onduleur
$m$	Indice de modulation de l'onduleur
$t$	Temps [s]
$s$	Opérateur de Laplace
$P_{vent}$	Puissance éolienne [W]
$P_{aero}$	Puissance aérodynamique [W]
$P_{mec}$	Puissance mécanique [W]
$P_{mec\_opt}$	Puissance mécanique optimale [W]
$P_{aref}$	Puissance de référence de l'aérogénérateur [W]
$P_{dc}$	Puissance du bus continu [W]
$P_n$	Puissance nominale de la génératrice [W]
$P_g^*, Q_g^*$	Puissances active et réactive du réseau [W]
$R_{s1}, R_{s2}, R_r$	Résistances par phase statoriques (étoile 1,2) et rotoriques [ $\Omega$ ]
$L_{s1}, L_{s2}, L_r$	Inductances de fuites d'une phase de l'étoile(1,2) et du rotor [H]
$L_{ms}$	Valeur maximal des coefficients d'inductance mutuelle statorique [H]
$L_m$	Inductance de magnétisation [H]
$L_r$	Inductance propre d'une phase du rotor [H]
$L_{mr}$	Valeur maximal des coefficients d'inductance mutuelle rotorique [H]
$L_m$	Inductance mutuelle cyclique stators-rotor [H]
$v_{ds1}, v_{qs1}, v_{ds2}, v_{qs2}, v_{dr}, v_{qr}$	Tensions statoriques (étoile 1 et 2) et rotoriques directes et quadratiques respectivement [V]
$v_{a,b,cs1,2}$	Tensions triphasées statoriques (étoile 1 et 2) [V]
$v_{a,b,cr}$	Tensions triphasées rotoriques [V]
$[v_{s1}], [v_{s2}], [v_r]$	Vecteurs des tensions statoriques et rotoriques [V]
$\varphi_{ds1}, \varphi_{qs1}, \varphi_{ds2}, \varphi_{qs2}, \varphi_{dr}, \varphi_{qr}$	Flux statoriques (étoile 1 et 2) et rotoriques directes et quadratiques respectivement [Wb]
$\varphi_{a,b,cs1,2}$	Flux triphasés statoriques (étoile 1 et 2) [Wb]
$\varphi_{a,b,cr}$	Flux triphasés rotoriques [Wb]
$\varphi_r^*$	Flux rotorique de référence [Wb]
$\varphi_f$	Flux imposé par le courant d'excitation [Wb]
$[\varphi_{s1}], [\varphi_{s2}], [\varphi_r]$	Vecteurs des flux statoriques et rotoriques [Wb]
$i_{ds1}, i_{qs1}, i_{ds2}, i_{qs2}, i_{dr}, i_{qr}$	Courants statoriques (étoile 1 et 2) et rotoriques directes et quadratiques respectivement [A]
$I_f$	Courant d'induit [A]
$i_{mE1}, i_{mE2}$	Courants fournis par la génératrice et modulés par les convertisseurs MLI <sub>1,2</sub> [A]

---

$i_{dc}$	Courant du bus continu [A]
$[i_{s1}] [i_{s2}] [i_r]$	Vecteurs des courants statoriques et rotoriques [A]
$\theta$	Position de l'axe $u$ par rapport à l'étoile 1 [rd]
$\theta_{gl}$	Position de l'axe $u$ par rapport au rotor [rd]
$\theta_r$	Position du rotor par rapport à l'étoile 1 [rd]
$\theta_r - \alpha$	Position du rotor par rapport à l'étoile 2 [rd]
$\alpha$	Angle électrique de décalage entre les deux étoiles [rd]
$\Delta V_L$	Chute de tension longitudinale [V]
$\Delta V_T$	Chute de tension transversale [V]

## ***ABREVIATIONS***

FOC	Field Oriented Control (Commande à flux orienté)
GADA	Génératrice Asynchrone à Double Alimentation
GAS	Génératrice Asynchrone à Cage
GASDE	Génératrice Asynchrone Double Etoile
GS	Génératrice Synchrone
GSAP	Génératrice Synchrone à Aimants Permanents
MASDE	Machine Asynchrone Double Etoile
MCC	Machine à Courant Continu
MFOC	Modified Field Oriented Control (Commande à flux orienté modifié)
MG	Mode Glissant
M.L.I	Modulation par Largeur d'Impulsion
PI	Proportionnel-Intégrale
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PO	Point Optimal
LF	Logique Floue
GN, MN, PN, Z, PP, MP, GP	Grand négatif, moyen négatif, petit négatif, zéro, petit positif, moyen positif et grand positif respectivement

## LISTE DES FIGURES

Fig. I.1	Consommation d'énergie primaire dans le monde et prévisions	4
Fig. I.2	Puissance éolienne cumulée dans le monde depuis 1993(en MW).Estimation source: EurObserv'ER 2009	6
Fig. I.3	Les 30 plus grosses capacités éoliennes dans le monde	8
Fig. I.4	Capacités de production Fin 2010 : 14 MW Pays : Algérie	8
Fig. I.5	Principe de la conversion d'énergie d'un aérogénérateur	10
Fig. I.6	Eolienne avec multiplicateur	12
Fig. I.7	Eoliennes à axe vertical	13
Fig. I.8	Eoliennes à axe horizontal	13
Fig. I.9	Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage (vitesse de rotation fixe)	14
Fig.I.10	Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable par résistance rotorique variable	15
Fig.I.11	Système éolien basée sur la machine asynchrone à double alimentation	16
Fig.I.12	Système éolien basée sur la machine synchrone à aimants permanents	17
Fig.II.1	Schéma global de la structure étudié	27
Fig.II.2	Zones de fonctionnement d'une éolienne typique	28
Fig.II.3	Profil aérodynamique d'une pale	29
Fig.II.4	Allure de performance d'une turbine éolienne	30
Fig.II.5	Schéma bloc du modèle de la turbine	31
Fig.II.6	Modes de limitation de puissance de la chaîne éolienne	32
Fig.II.7	Représentation des enroulements de la machine asynchrone double étoile	33
Fig II.8	Représentation du modèle de la MASDE selon les axes $(d, q)$	39
Fig.II.9	Schéma de l'onduleur triphasé	44
Fig II.10	MASDE-convertisseurs de tension à commande M.L.I	46
Fig.II.11	Evolution des caractéristiques de la MASDE alimentée par deux onduleurs, suivi de l'application des charges $C_r = 9550N.m$ et $C_r = -9550N.m$ respectivement entre les intervalles de temps $t = [2, 3.5]s$ et $t = [4.5, 6]s$	48
Fig.III.1	Principe de pilotage vectoriel de la MCC et de la MASDE	51
Fig.III.2	Schéma de principe de la commande à flux orienté (FOC)	53
Fig.III.3	Schéma d'un système asservi du premier ordre régulé par un PI	56
Fig.III.4	Schéma de la boucle de régulation des courants statoriques	57
Fig.III.5	Représentation schématique de la commande FOC sur la MASDE	57
Fig.III.6	Schéma de défluxage	58
Fig.III.7	Schéma de la commande FOC avec régulation de vitesse	58
Fig.III.8	Boucle de régulation de vitesse	59
Fig.III.9	Représentation schématique du bloc de commande	60
Fig.III.10	Schéma du système étudié et de sa stratégie de sa commande	61

Fig.III.11	Circuit de filtrage de la tension redressée	62
Fig.III.12	Représentation schématique de l'onduleur côté réseau électrique	64
Fig.III.13	Représentation schématique du bloc de contrôle des courants	67
Fig.III.14	Tension du bus continu et sa référence	69
Fig.III.15	Puissances du bus continu	69
Fig.III.16	Allure du coefficient de puissance	69
Fig.III.17	Allure de la vitesse spécifique	69
Fig.III.18	Vitesse du vent	70
Fig.III.19	Vitesse de la GASDE et sa référence	70
Fig.III.20	Couple électromagnétique et sa référence	70
Fig.III.21	Puissances active et mécanique	70
Fig.III.22	Puissance active et réactive de la GASDE	70
Fig.III.23	Flux rotorique direct et quadratique	70
Fig.III.24	Evolution des caractéristiques des tensions, courants de la GASDE	71
Fig.III.25	Evolution des caractéristiques de tension, courant ainsi que les puissances active et réactive coté réseau électrique	71
Fig.III.26	Schéma générale d'un contrôleur flou	74
Fig.III.27	Structure du contrôleur MPPT flou appliqué au système éolien (FLC)	75
Fig.III.28	Principe de fonctionnement de MPPT à vitesse de vent non constante	75
Fig.III.29	Fonction d'appartenance triangulaire et trapézoïdale	77
Fig.III.30	Fonctions d'appartenance de $(\Delta P_{\text{éol}})$ , $(\Delta \Omega_t)$	77
Fig.III.31	Défuzzification par la méthode de centre de gravité	79
Fig.III.32	Vitesse du vent	80
Fig.III.33	Vitesse de la GASDE et sa référence	80
Fig.III.34	Couple électromagnétique et sa référence	81
Fig.III.35	Puissances active et mécanique	81
Fig. II.36	Puissance active et réactive de la GASDE	81
Fig.III.37	Flux rotorique direct et quadratique	81
Fig.III.38	Evolution des caractéristiques des tensions, courants de la GASDE	82
Fig.III.39	Evolution des caractéristiques de tension, courant ainsi que les puissances active et réactive du réseau électrique	82
Fig. IV.1	Organisation des différents niveaux de tension du système électrique	85
Fig. IV.2	Schéma générale d'un réseau de distribution.	86
Fig. IV.3	Illustration des moyens de réglage de la tension	87
Fig. IV.4	Modélisation série d'une ligne de transport schéma monophasé équivalent.	91
Fig. IV.5	Diagramme vectoriel des tensions correspondant à la figure IV.4	92
Fig. IV.6	Compensation avec capacité shunt	92
Fig. IV.7	Compensation avec capacité série	93
Fig. IV.8	Inductance shunt de compensation	93
Fig. VI.9	Schéma synoptique du réseau étudié	96

Fig IV.10	Tension au nœud B avant l'intégration d'une ferme éolienne	97
Fig IV.11	Puissance active et réactive fournie par le poste source	97
Fig IV.12	Profil de puissance active injectée par l'éolienne	98
Fig IV.13	Tension au nœud B après l'intégration d'une ferme éolienne	98
Fig IV.14	Puissance active et réactive au nœud de connexion	98
Fig IV.15	Puissance active et réactive fournies par le poste source après l'intégration d'une ferme éolienne	98
Fig IV.16	Fig. IV.16 Tension au nœud B	99
Fig IV.17	Puissance réactive injectée par l'éolienne	99
Fig IV.18	Puissances active et réactive fournie par le poste source	99
Fig.IV.19	Chute de tension avant l'insertion de l'éolienne	100
Fig.IV.20	Chute de tension après l'insertion de l'éolienne avec compensation	100
Fig.IV.21	Pertes de puissances avant l'insertion de l'éolienne	100
Fig.IV.22	Pertes de puissances après l'insertion de l'éolienne avec compensation	100

***LISTE DES TABLEAUX***

Tab. I.1	Puissance éolienne installée dans le monde fin 2008 (en MW) Estimation Sources: EurObserv'ER 2009	5
Tab. I.2	Capacité éolienne installée dans le monde fin 2010 en MW	7
Tab.III.1	Matrice d'inférence des règles floues	78
Tab. V.1	Niveaux de tension en courant alternatif	85

## ***INTRODUCTION GENERALE***

Une grande partie de la consommation mondiale d'énergie est assurée par les énergies d'origines fossiles (pétrole, gaz,...). La consommation excessive de ces ressources énergétiques qui sont limitées, conduit à l'épuisement progressif de ces réserves et intensifie les rejets de gaz à effet de serre [Ang06] et donc la pollution de l'atmosphère qui donne lieu au changement climatique. Face à ces conséquences alarmantes, il est nécessaire de prendre en considération le développement des énergies alternatives dites sources d'énergies renouvelables (soleil, vent, courant d'eau, biomasse ou chaleur naturelle), ces dernières sont non polluantes, renouvelables, distribuées dans l'espace, et pouvant être collectées et converties par l'intermédiaire de convertisseurs, elles permettent de réduire la consommation de combustibles d'origine fossile ou fissile, et par conséquent de réduire les impacts environnementaux et socio-économiques de nos besoins en énergie.

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse à la filière éolienne qui semble une des plus prometteuses avec un taux de croissance mondial très élevé. On s'intéresse aussi aux aérogénérateurs à vitesse variable basés sur la machine asynchrone double étoile (MASDE). En effet ces machines possèdent de nombreux avantages : la segmentation de la puissance, minimisation des ondulations du couple et des pertes rotoriques, grande fiabilité.

L'objectif de ce travail est d'évaluer les performances de l'aérogénérateur à base de la machine asynchrone double étoile connectée au réseau électrique et l'étude de l'interaction de ce générateur avec le réseau de distribution.

Le mémoire est organisé comme suit : dans le premier chapitre, nous présentons un état de l'art des générateurs éoliens. Après l'introduction de quelques notions théoriques sur l'énergie éolienne, cette partie décrit les avantages et les inconvénients de cette dernière ainsi que celles des machines polyphasées ou multi-étoiles. L'étude des impacts de l'énergie éolienne et les problèmes induits par l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux électriques sont présentés.

Le second chapitre est consacré à l'étude du fonctionnement de la turbine ; deux cas de fonctionnement essentiels sont étudiés : optimisation de puissance pour

des vitesses de vent inférieures à la vitesse nominale de la génératrice, la limitation de puissance pour des vitesses supérieures, ainsi que la modélisation de la MASDE et de son alimentation. Après une description de la machine, nous développons en premier lieu un modèle triphasé de la MASDE, en second lieu le modèle biphasé basé sur la transformation de Park. Nous présentons ensuite l'alimentation de la machine par les onduleurs de tension à commande M.L.I.

Le troisième chapitre est dédié au contrôle d'un aérogénérateur connecté au réseau électrique basé sur la GASDE. Afin de faire fonctionner l'éolienne de manière à extraire le maximum d'énergie du vent, un algorithme sera introduit dans le modèle de la turbine appelé le point de puissance maximale ou bien MPPT (Maximum Power Point Tracking) et cela dans le cas où la caractéristique  $C_p(\lambda)$  de la turbine est connue, dans le cas contraire, une méthode non linéaire basée sur la théorie de la logique floue (MPPT par logique floue) sera proposée. L'éolienne possède généralement deux zones de fonctionnement, zone 1 : fonctionnement en MPPT, zone 2 : utilisation de l'angle pitch des pales. Dans notre travail, pour des vents élevés on agit uniquement sur la commande de la génératrice. Des résultats de simulation sous Matlab sont présentés afin de montrer les performances de ce système.

Le dernier chapitre aborde la problématique de la régulation de la tension au point de connexion d'une source de production éolienne. Les principaux moyens de réglage de la tension utilisés dans les réseaux de distribution sont répertoriés. Parmi ces moyens de réglage, on s'intéresse au réglage de la tension par le contrôle de la puissance réactive.

Enfin, nous clôturerons ce travail par une conclusion générale et les perspectives qui pourront y faire suite.

## CHAPITRE I

### ETAT DE L'ART DES AEROGENERATEURS

#### I.1 Introduction

Les énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolienne, géothermique, etc.) ne représentent qu'environ 20% de la production mondiale d'électricité, en excluant l'hydroélectricité, ce taux chute à 2% [Alo03]. Dans un contexte de crise énergétique mondiale sous-tendue par l'impératif d'un développement durable (problèmes environnementaux, épuisement des ressources fossiles,...etc.), les défis du futur énergétique nécessiteraient le développement des énergies renouvelables comme sources de substitution, propres et inépuisables [Bel10].

La filière éolienne représente le créneau à plus forte croissance dans la production d'électricité [Mul04], après l'hydroélectricité, vient l'ensemble des filières biomasse.

L'énergie éolienne est véhiculée par les vents. Celle-ci est due indirectement à l'énergie solaire qui, en créant des différences de température entre les régions chaudes et les régions froides, provoque des vents. Grâce à cette énergie mécanique, les éoliennes ou "aérogénérateurs" peuvent produire de l'énergie électrique (jusqu'à 1500kW pour des éoliennes de 60m de hauteur). On cite comme exemple, la plus grande centrale électrique éolienne du monde (situé en Californie), regroupant plusieurs milliers d'éoliennes.

#### I.2 Etat de l'art et situation de l'éolien dans le contexte des énergies renouvelables

Dans le cadre du développement durable, face au double enjeu planétaire posé par l'épuisement prochain des ressources énergétiques fossiles et les problèmes posés vis-à-vis du respect de l'environnement, de fortes incitations poussent au développement des énergies renouvelables. En effet, la consommation mondiale d'énergie ne cesse de croître (figure I.1 données 2000) posant des questions cruciales sur l'effet de serre et l'amenuisement des ressources

énergétiques[WEC],[Mir05].

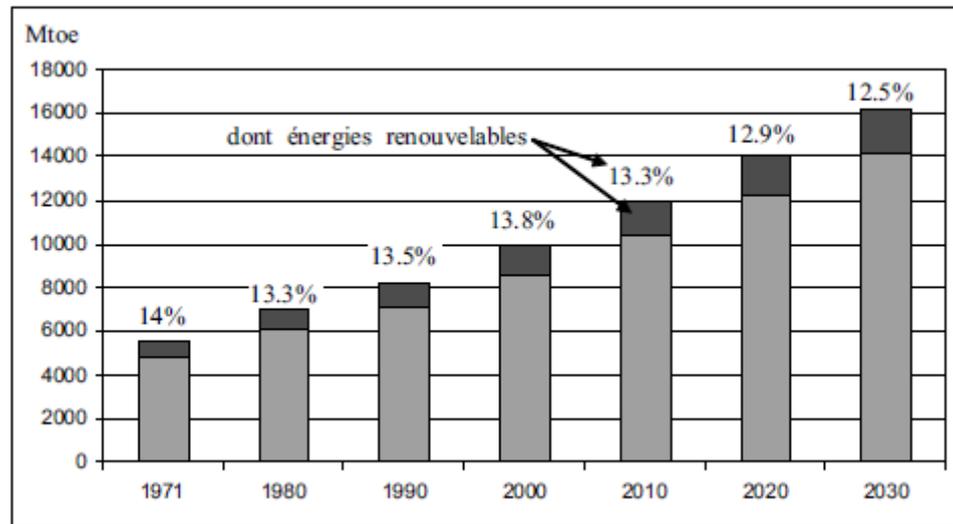


Fig. I.1. Consommation d'énergie primaire dans le monde et prévisions [Mir05]

Il existe plusieurs ressources en énergies renouvelables : l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique et photovoltaïque, l'énergie produite par les vagues et la houle ainsi que les courants marins, la géothermie et la biomasse. Ces ressources en énergie sont pratiquement inépuisables et propres.

### I.3 Différentes sources de production d'énergie électrique

#### I.3.1 Différents types de centrales

- Les centrales hydrauliques : elles utilisent l'énergie contenue dans une chute d'eau ;
- Les centrales thermiques : elles exploitent la combustion du charbon ou du pétrole ;
- Les centrales nucléaires : elles emploient la chaleur produite par un réacteur nucléaire dont le combustible est de l'uranium ;
- Les centrales éoliennes : elles exploitent l'énergie du vent, ce sont les moulins à vent modernes.

Dans ce travail on s'intéresse plus particulièrement à l'énergie éolienne.

### I.4 Situation de l'énergie éolienne dans le monde

L'énergie éolienne représente une ressource énorme : la partie exploitable est estimée à une valeur comprise entre  $5.10^{12}$  et  $50.10^{12}$  kWh/an, et certainement beaucoup plus si l'on considère les zones offshore (zones situées en mer). Pour comparaison, en 2000, l'énergie primaire consommée par l'humanité a atteint environ  $140.10^{12}$  kWh et l'électricité produite  $15.10^{12}$  kWh [Mul02].

Plus de 16GW éoliens étaient installés dans le monde fin 2000, pour une production annuelle estimée à  $30.10^9$  kWh. Il est à noter que la puissance installée était 1000 fois plus faible en 1981 (15MW). Les aérogénérateurs produisent ainsi environ 0,2% de l'électricité mondiale mais le taux de croissance est élevé et 10% de l'énergie électrique pourrait être d'origine éolienne vers 2020 [Mul02].

Le marché mondial de l'éolien a, selon les premières estimations, atteint plus de 27GW en 2008 (tableau I.1) contre un marché de l'ordre de 20GW en 2007. Cette puissance supplémentaire porte la puissance éolienne totale installée dans le monde à près de 121GW (figure I.2) [Bee09].

Tab. I.1. Puissance éolienne installée dans le monde fin 2008 (en MW). Estimation Sources: EurObserv'ER 2009 [Bee09]

	2007	2008	Puissance installée en 2008 Capacity installed in 2008	Mises hors service en 2008 Decommissioning in 2008
European Union	56 614,6	64 980,5	8 447,1	81,2
Rest of Europe	608,0	998,0	392,0	2,0
<b>Total Europe</b>	<b>57 222,6</b>	<b>65 978,5</b>	<b>8 839,1</b>	<b>83,2</b>
United States	16 824,0	25 170,0	8 358,0	12,0
Canada	1 846,0	2 369,0	523,0	0,0
<b>Total North America</b>	<b>18 670,0</b>	<b>27 539,0</b>	<b>8 881,0</b>	<b>12,0</b>
China	5 910,0	12 210,0	6 300,0	0,0
India	7 845,0	9 645,0	1 800,0	0,0
Japan	1 528,0	1 880,0	356,0	4,0
Other asian countries	504,0	633,0	133,0	4,0
<b>Total Asia</b>	<b>15 787,0</b>	<b>24 368,0</b>	<b>8 589,0</b>	<b>8,0</b>
Rest of the world	2 228,0	2 938,0	710,0	0,0
<b>Total world</b>	<b>93 907,6</b>	<b>120 823,5</b>	<b>27 019,1</b>	<b>103,2</b>

Avec ses 54,6% de la puissance totale installée dans le monde en 2008, l'Europe devance largement l'Amérique du Nord et l'Asie (figure I.2). Le marché est, quant à lui, équitablement réparti entre l'Amérique du Nord (32,9%), l'Europe (32,7%) et l'Asie (31,8%), les autres régions du monde ne représentent que 2,6% du marché mondial.

Les États-Unis et le Danemark qui ont été les grands pays précurseurs de l'éolien au début des années 1980, sont restés en 2008 les premiers du marché mondial de l'éolien. Les États-Unis a, selon l'AWEA (American Wind Energy Association), installé 8358MW durant l'année 2008 (5244MW en 2007) portant la puissance de son parc à 25170MW. Cette puissance correspond à l'alimentation en électricité de près de 7millions de foyers américains. Près de la moitié de cette puissance (4112MW) a été installée durant le dernier trimestre de l'année. Les États-Unis surpassent ainsi l'Allemagne sur le plan de la puissance éolienne totale installée.

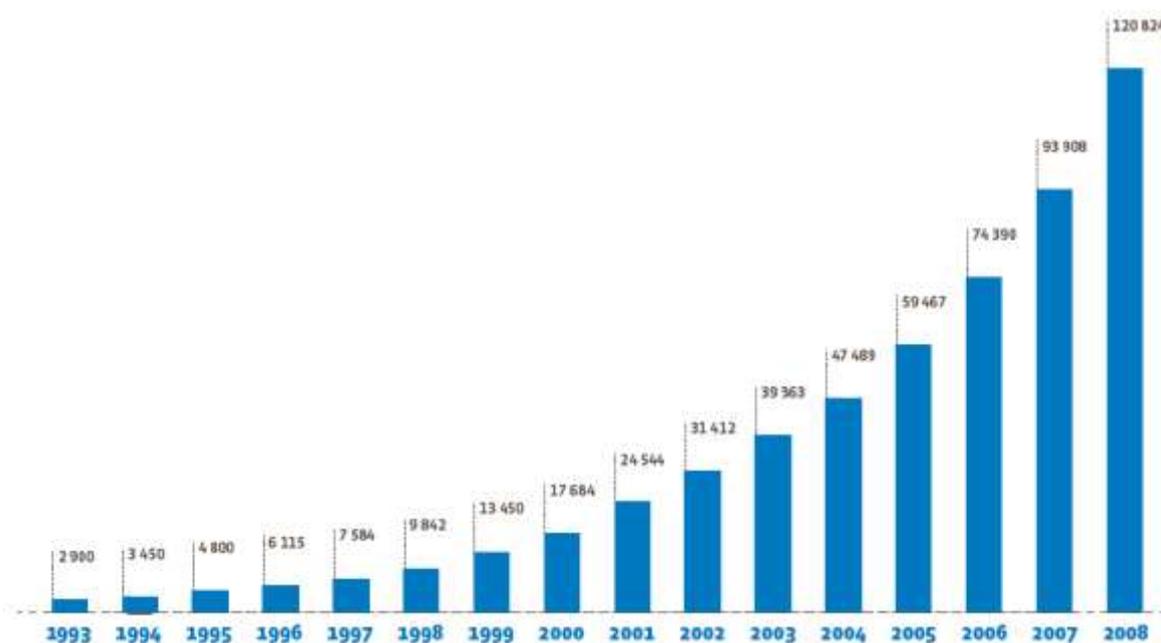


Fig I.2. Puissance éolienne cumulée dans le monde depuis 1993 (en MW).

Estimation source: EurObserv'ER 2009 [Bee09]

## Le marché en 2010

D'après l'association européenne de l'industrie éolienne La capacité de production électrique éolienne installée en 2010 en Europe avec 9.259 mégawatt dont 883 en mer, a baissé de 10% par rapport à 2009. Ces nouvelles installations ont représenté un investissement de 12,7 milliards d'euros, dont 10,1 milliards pour l'éolien en terre. L'Allemagne, avec une capacité de 27.214 MW dont 1.493 installés en 2010, et l'Espagne, avec 20.676 MW dont 1.516 installés en 2010, restent les leaders européens en matière d'énergie éolienne. A noter que la France qui est le 4ème pays européen avec 5.660 MW installés au total, et uniquement à terre, est avec 1.086 MW, le seul autre pays européen à avoir installé plus de 1 GW d'éolien en 2010 [GWEC].

Tab .I.2. Capacité éolienne installée dans le monde fin 2010 en MW d'après Global Wind Energy Council (GWEC)

	<b>Marché 2010</b>	<b>Parc fin 2010</b>
<b>Chine</b>	16,500	42,287
<b>USA</b>	5,115	40,180
<b>Canada</b>	690	4,009
<b>Inde</b>	2,139	13,065
<b>Japon</b>	221	2,304
<b>Allemagne</b>	1,493	27,214
<b>Espagne</b>	1,516	20,676
<b>Italie</b>	948	5,797
<b>France</b>	1,086	5,660
<b>Royaume Uni</b>	962	5,204
<b>Danemark</b>	327	3,752
<b>Portugal</b>	345	3,702
<b>TOTAL Monde</b>	35,802	194,390

On trouvera ci-dessous l'évolution de la capacité mondiale de production d'énergie éolienne (figure. I.3)

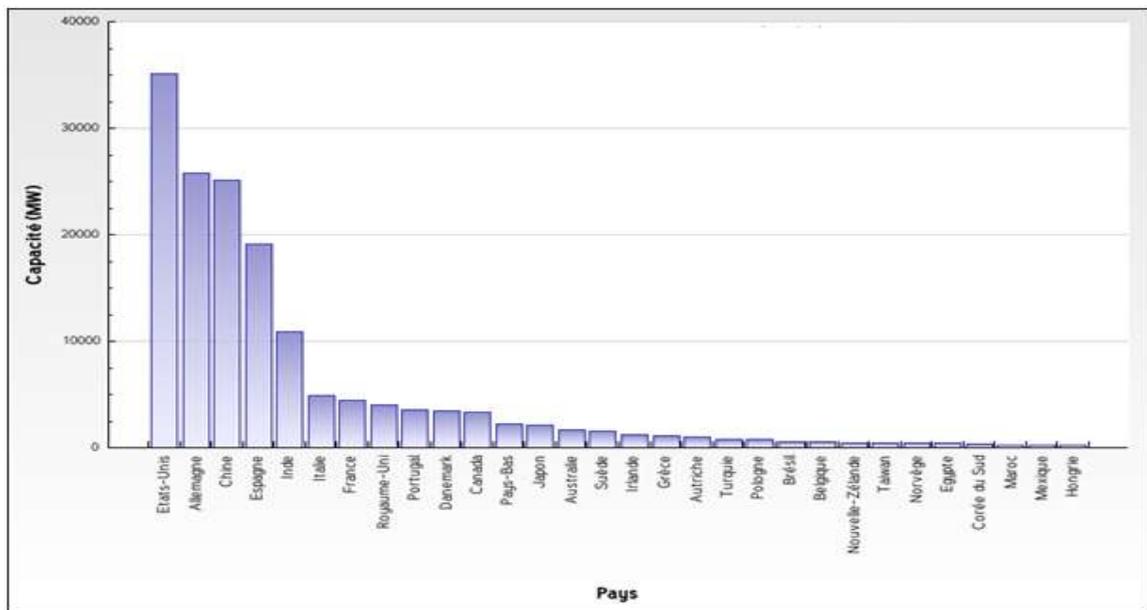


Fig. I.3. Les 30 plus grosses capacités éoliennes dans le monde

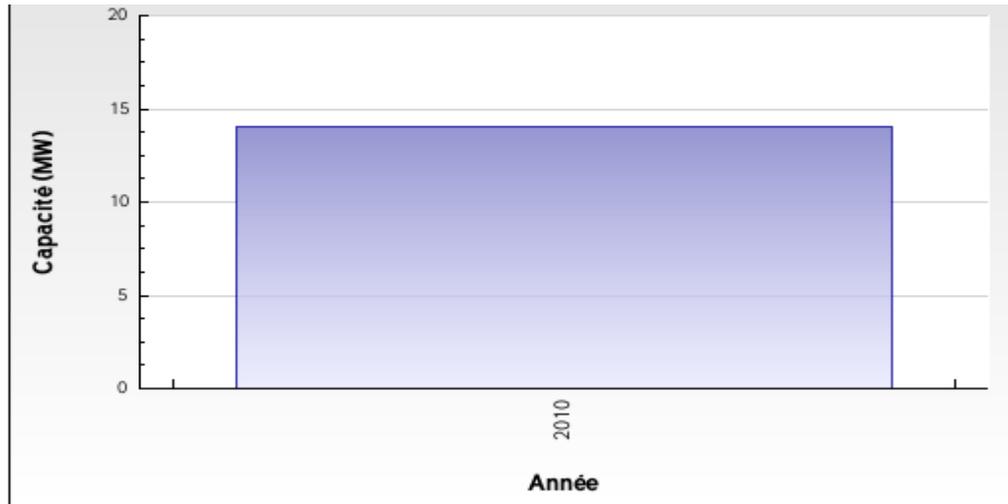


Fig. I.4. Capacités de production fin 2010 : 14 MW, Pays : Algérie

### I.5 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie à également des

inconvénients qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

### **I.5.1 Avantages**

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est-à-dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier ;
- Chaque unité d'électricité produite par une éolienne élimine une unité d'électricité qui aurait été produite par une centrale consommant des combustibles fossiles. Ainsi, l'exploitation de l'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6.3 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, 21 mille tonnes de SO<sub>2</sub> et 17.5 mille tonnes de NO<sub>x</sub>. [Mul02];
- L'énergie éolienne n'est pas une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets radioactifs dont on connaît la durée de vie ;
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique ;
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables après l'énergie hydraulique ;
- Les parcs éoliens se démontent très facilement.

### **I.5.2 Inconvénients**

- Le bruit : notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée ;

- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin d'éviter la collision avec les aero-turbines ;
- La qualité de la puissance électrique : la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante ;
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classique : l'énergie éolienne rivalise la plupart des sources d'énergie classique là où il y a le plus de vent, mais son coût reste encore élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

## I.6 Constitution d'une éolienne et principe de conversion d'énergie

### I.6.1 Principe de conversion d'énergie

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique.

Cette conversion se fait en deux étapes [LAV 05] :

- ♦ Au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique ;
- ♦ Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise au réseau électrique.

Le fonctionnement général est illustré par la figure I.5, l'ensemble de la chaîne de conversion fait appel à des domaines très divers et pose des problèmes aérodynamiques, mécaniques, électriques ou automatiques.

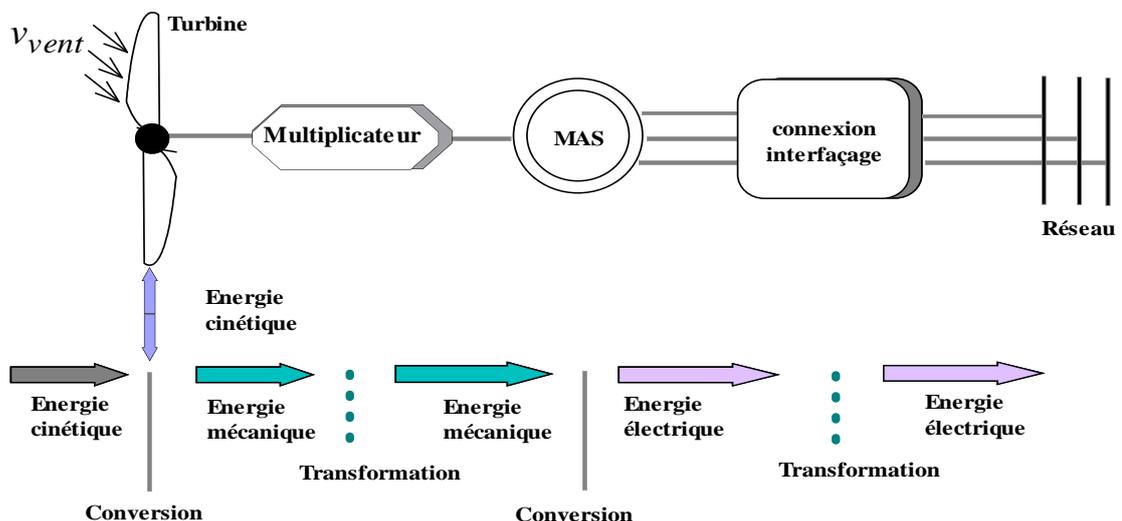


Fig I.5. Principe de la conversion d'énergie d'un aérogénérateur

## I.6.2 Principaux composants d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux **[Poi03]** :

- Le mât, généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité **[Poi03]** ;
- La nacelle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne ;
- Le rotor, formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

La figure I.6 représente une éolienne avec multiplicateur.

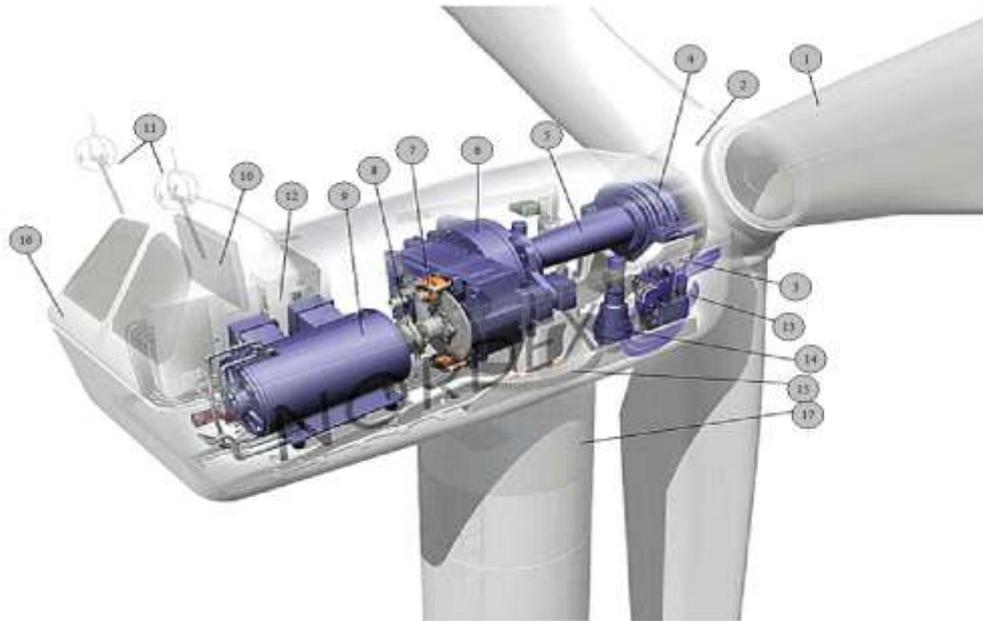


Fig I.6. Eolienne avec multiplicateur

1 : pales ; 2 : moyeu rotor ; 3 : nacelle ; 4 : cardant ; 5 : transmission ;  
 6 : multiplicateur ; 7 : frein à disque ; 8 : accouplement ; 9 : génératrice ;  
 10 : radiateur ; 11 : centrale de mesures de vent ; 12 : contrôle ;  
 13 : centrale hydraulique ; 14 : mécanisme d'orientation face au vent ;  
 15 : paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque ;  
 16 : capot ; 17 : mat [Ben04].

## I.7 Différents types d'aérogénérateurs

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

- Turbines à axe horizontal ;
- Turbines à axe vertical.

### I.7.1 Aérogénérateurs à axe vertical

Ce type d'éoliennes est très peu répandu et assez mal connu. Cependant, il peut avoir un intérêt dans certains secteurs d'application. Il existe principalement trois technologies VAWT (Vertical Axis Wind turbine) : les turbines Darrieus

classiques ou à pales droites (H-type) et la turbine de type Savonius. Toutes ces voilures sont à deux ou plusieurs pales (figure I.7).



Fig. I.7. Eoliennes à axe vertical

### I.7.2 Aérogénérateurs à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont les descendantes directes des moulins à vent sur lesquels les ailes, faites de voiles tendues sur une structure habituellement en bois, ont été remplacées par des éléments ressemblant fortement à des ailes d'avion (figure I.8) [Lec04].

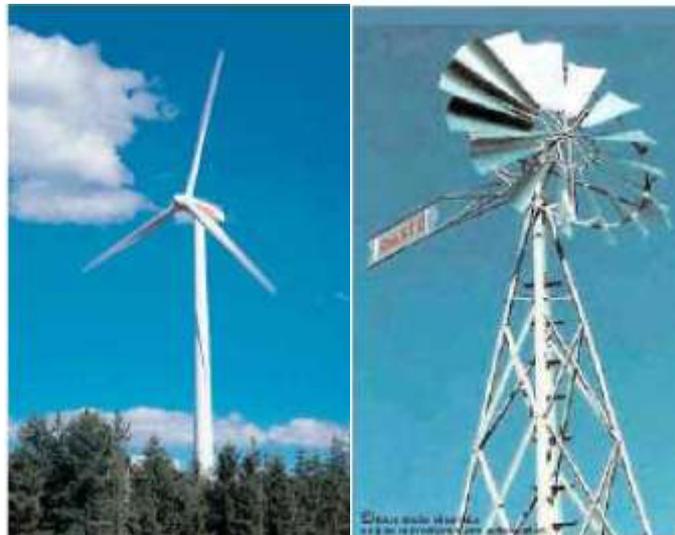


Fig. I.8. Eoliennes à axe horizontal

## I.8 Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne

Il existe sur le marché plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques.

### I.8.1 Machine asynchrones à cage (MAS)

Les machines asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé. Dans les aérogénérateurs de dimensions de grande puissance et rayon de pales important, la vitesse de rotation est peu élevée. Or, il n'est pas envisageable de concevoir une génératrice asynchrone lente avec un rendement correct. Il est donc nécessaire d'insérer entre la turbine et la machine asynchrone un multiplicateur mécanique de vitesse [Mir05].

La majorité des applications en éolien (environ 85%) sont à vitesse de rotation constante et à connexion directe sur le réseau électrique comme le montre la figure I.9. Une autre possibilité consiste à utiliser un variateur de fréquence, mais cette solution est globalement coûteuse (variateur de fréquence et multiplicateur de vitesse) et donc très rarement exploitée (figure I.10).

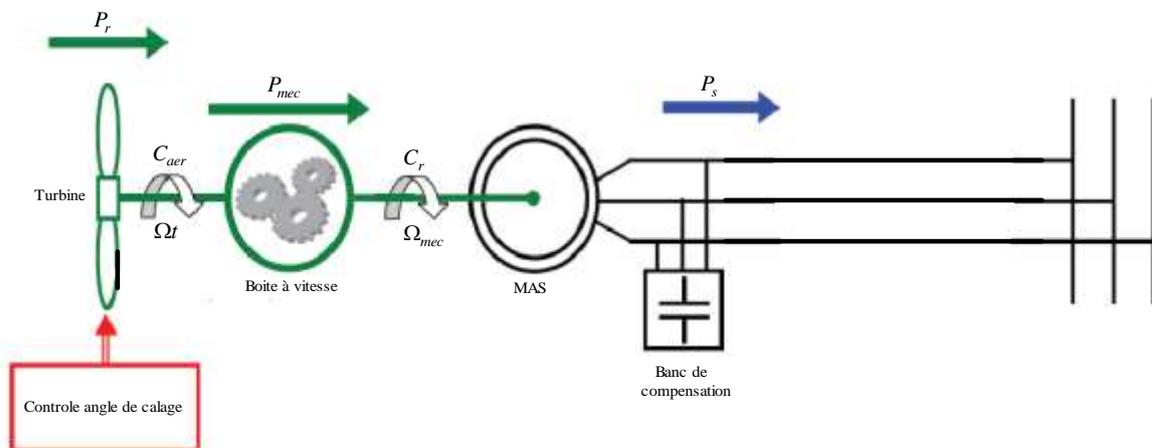


Fig. I.9 Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage (vitesse de rotation fixe)

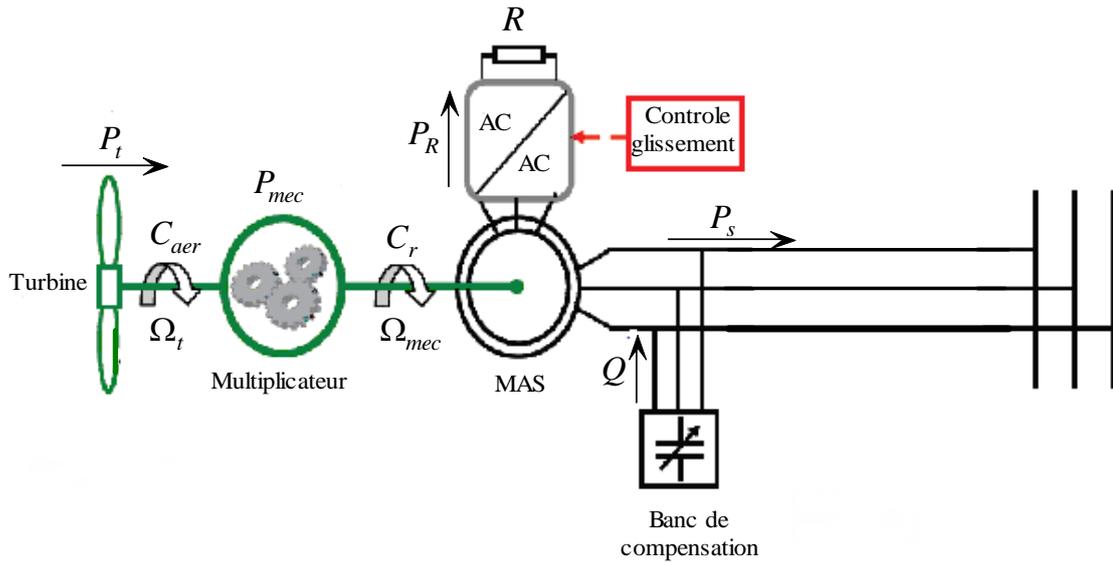


Fig. I.10. Système éolien basé sur la machine asynchrone à rotor bobiné [Ten09]

### I.8.2 Machines asynchrones à double alimentation (MADA)

La machine asynchrone à rotor bobiné à double alimentation présente un atout considérable. Son principe est issu de celui de la cascade hypo-synchrone : le stator (ou le rotor) est connecté à tension et fréquence fixes au réseau alors que le rotor (ou le stator) est relié au réseau à travers un convertisseur de fréquence comme le montre la figure I.11. Si la variation de vitesse requise reste réduite autour de la vitesse de synchronisme, le dimensionnement du convertisseur de fréquence (électronique de puissance) peut être réduit. Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles ont en commun la nécessité d'un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant pour que de très nombreux fabricants utilisent ce type de machines.

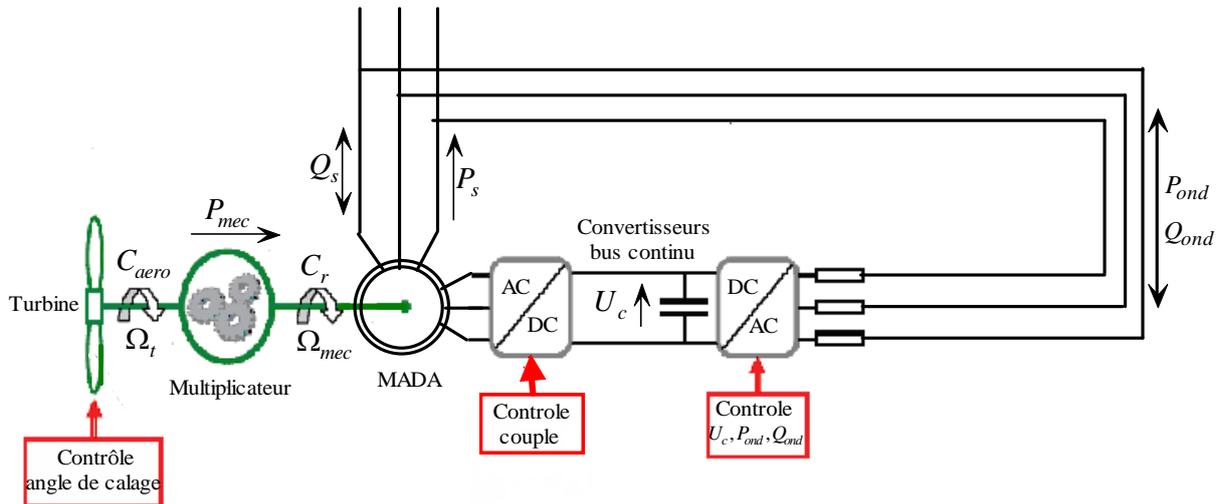


Fig. I.11. Système éolien basé sur la machine asynchrone à double alimentation

### I.8.3 Machine synchrone

Les machines asynchrones présentent le défaut d'imposer la présence d'un multiplicateur de vitesse. Elles sont en effet bien adaptées à des vitesses de rotation relativement importantes et un couple insuffisant pour un couplage mécanique direct sur les voilures éoliennes. Par contre, les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes.

Les systèmes de ce type possèdent aussi leurs défauts. Les machines synchrones à rotor bobiné demandent un entretien régulier de système des bagues et balais. Le circuit d'excitation de l'inducteur demande la présence d'une source à courant continu.

Les sites isolés ne sont adaptés à ces génératrices qu'en présence d'une batterie de condensateurs ou d'une source de tension indépendante. Par contre, la possibilité de réglage de l'inducteur de ces machines offre un moyen supplémentaire d'ajustement du point de fonctionnement énergétique.

Le couplage direct sur le réseau est proscrit car étant beaucoup trop rigide. Une électronique de puissance s'impose pour toutes les applications utilisant ce type de machines qui sont donc à vitesse variable. Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents

à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables.

Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) aux génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur. Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation.

Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants (figure I.12). Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes, en particulier dans les sites difficilement accessibles (offshore par exemple).

La présence obligatoire de l'électronique de puissance permet enfin une régulation simple de la vitesse de rotation et donc une optimisation énergétique efficace.

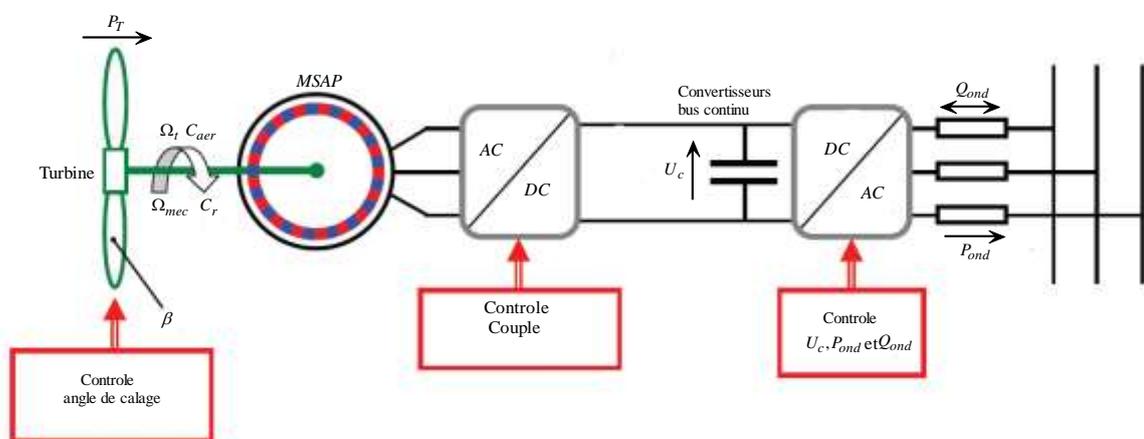


Fig. I.12. Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents

## I.9 Avantages et inconvénients des machines polyphasées ou multi étoiles

### I.9.1 Avantages

#### I.9.1.1 Elimination d'harmoniques d'espace

Plus la valeur de  $q_\alpha$  (nombre équivalent de phase dont  $q_\alpha = \frac{\pi}{\alpha}$ ) est grande, plus les rangs des premiers harmoniques d'espace existants sont élevés. Ces derniers sont ceux de rang dix-sept et dix-neuf pour la machine à neuf phases par exemple. On peut ainsi éliminer les harmoniques cinq et sept, responsables d'un creux au voisinage du septième de la vitesse synchrone, dans la caractéristique couple/vitesse de certaines machines triphasées. Remarquons également que, à nombre d'encoches donné, plus le nombre de phases augmente, plus le nombre d'encoches par pôles et par phase diminue. Ceci augmente le facteur de distribution pour le fondamental. A courant donné, on augmente donc l'amplitude du fondamental de la f.m.m, comparée au cas de la machine triphasée [Had01].

#### I.9.1.2 Minimisation des ondulations du couple et des pertes rotorique

Dans une machine triphasée, l'ondulation du couple électromagnétique dont la fréquence est six fois celle du fondamental principalement crée par les harmoniques cinq et sept de temps. Dans une machine double étoile, par exemple, ces harmoniques ne créent pas de f. m .m, l'harmonique de couple de rang six est donc éliminé.

Cette propriété des machines multiphasées à éliminer les harmoniques de couple de rang faible est aussi un avantage certain. On remarque de plus que, puisque certaines harmoniques de courants statoriques ne créent pas de f.m.m, les courants peuvent être induits au rotor et qu'ils n'existent pas pour ces harmoniques. Par conséquent, une machine multiphasée aura pratiquement toujours moins de pertes rotoriques qu'une machine triphasée [Had01].

#### I.9.1.3 Segmentation de puissance

A puissance donnée, lorsqu'on augmente le nombre de phases, on diminue le courant par phase sans augmenter la tension par phase (ou l'inverse). La puissance totale est donc répartie sur un nombre plus important de phases, la puissance demandée par chacune d'elles est alors réduite. Ainsi, l'alimentation de la machine

par onduleur peut se faire avec des composants de puissance de câble inférieur, peuvent fonctionner à des fréquences de commutation plus élevées. Cela permet de minimiser les ondulations de courant et de couple [Had01].

#### **I.9.1.4 Amélioration de la fiabilité**

La durée de vie de la machine polyphasée est plus élevée que celle de la machine triphasée, car l'augmentation de nombre de phases va donner pour le système une fonction risque très petite que celle de la machine triphasée. Même si un des enroulements ou un des deux onduleurs soit hors d'usage pour une raison quelconque, le moteur a la possibilité de continuer à tourner avec l'autre enroulement. Cette caractéristique revêt un grand intérêt dans certaines applications (traction navale, traction ferroviaire, etc.) [All05].

#### **I.9.2 Inconvénients**

La machine asynchrone double étoile est composée de deux enroulements triphasés ce qui nécessite d'avoir en parallèle deux convertisseurs (par exemple, deux onduleurs MLI ou deux autotransformateurs) avec un décalage entre les deux sources de 30° et de la commande en même temps, cela est vraiment difficile.

### **I.10 Stockage d'énergie**

Le fonctionnement d'une éolienne peut être associé à un mode de stockage, le but de celui-ci est double : stockage de l'énergie électrique dans les périodes de fort vent pour pouvoir la restituer dans les périodes de vent plus faible et lisser au maximum la puissance produite par l'ensemble éolienne et stockage. Le stockage se fait le plus souvent sous une forme autre que l'énergie électrique et demande donc des conversions énergétiques. Le rendement global du stockage est donc très variable en fonction des procédés choisis [Boy06].

Il apparaît donc deux types de stockage, l'un à court terme et l'autre à long terme, ils mettent en œuvre des méthodologies et des contrôles différents.

### I.10.1 Stockage à court terme

Les systèmes de stockage à court terme permettent de transférer rapidement des puissances élevées durant des périodes allant d'une seconde à quelques minutes. On trouve principalement des systèmes à stockage inertiel mais le développement récent de nouveau composant tel que les super-capacités permet d'envisager des solutions de stockage électrochimique [Abb05].

Les systèmes inertiels sont aussi en évolution avec l'utilisation de machines rapides. En effet, le stockage qui s'effectuait classiquement dans de très lourds volants d'inertie tournant à 3000tr/min accouplés à des machines classiques, s'effectue à très grande vitesse avec des machines complexes comportant plusieurs rotors concentriques à des vitesses différentes.

L'alimentation se fait par de l'électronique de puissance permettant d'obtenir de plus grandes puissances et de stocker encore plus d'énergie. Il est possible de stocker et restituer une puissance de plusieurs dizaines de kW pendant plus de dix minutes. Ces systèmes permettent donc de lisser la puissance fluctuante du vent [Rud03].

Les super capacités ont-elles aussi un grand intérêt pour le lissage des fluctuations de puissance par leur dynamique plus rapide que celle des batteries. Leurs capacités augmentent et l'on trouve des super capacités de 1800F, utilisées en association avec un convertisseur alternatif/continu permettant l'échange avec le réseau [Boy06].

### I.10.2 Stockage à long terme

Pour ce qui est des systèmes de stockage à long terme, on connaît bien les batteries et l'on voit se développer des systèmes complexes tels que les systèmes à air comprimé ou encore l'électrolyse associée à une pile à combustible.

Les batteries ont évolué durant cette dernière décennie et offrent désormais des capacités volumiques et massiques très importantes notamment avec les dernières générations du type lithium polymère. Elles permettent aussi des fonctionnements en cyclage sans grande contrainte avec des chargeurs optimisant leur durée de vie [Boy06].

Les systèmes à air comprimé utilisent différents procédés afin de stocker et restituer l'énergie en utilisant ou non l'énergie d'échauffement procuré par la compression. De plus, un compresseur est utilisé pour le stockage et une turbine associée à une génératrice pour le déstockage [Zun03].

Les systèmes utilisant un électrolyseur pour le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène et la restitution d'énergie à l'aide d'une pile à combustible sont aussi à l'étude [Mag06].

Concernant les systèmes à air comprimé ou électrolyse, ils sont encore en développement et le rendement global pour la restitution est relativement faible. Par contre, ils permettent d'obtenir des capacités importantes à moindre frais car le stockage se fait dans des réservoirs qui peuvent être dimensionnés en fonction de l'énergie que l'on veut stocker.

Il existe donc plusieurs solutions pour le stockage. Elles peuvent être associées [Hen05]. Afin d'obtenir une unité permettant simultanément de lisser les fluctuations de puissance (court terme) et d'atténuer les effets des périodes de faible ou forte production (long terme). En tous cas, il ne faut pas écarter un système de stockage associé à l'éolienne à cause de son faible rendement global car les pertes dans les systèmes de conversion peuvent généralement ne pas être si pénalisantes si cela nous permet de maintenir la production constante en permanence.

## **I.11 Impacts de l'énergie éolienne**

### **I.11.1 Impacts généraux de la production décentralisée**

De nombreux travaux ont été déjà réalisés pour caractériser les impacts de la production décentralisée sur le réseau HTA, dans le cas où cette production est connectée sur le même niveau de tension [Can00], ou au réseau BT. Ce dernier a montré que le critère le plus important était le respect du plan de tension, pour maintenir à terme une capacité d'accueil de la production décentralisée plus importante. A cet effet, il faut souligner que le réseau à même d'accueillir cette production parfois intermittente ou aléatoire est le réseau de distribution. Or, ce dernier n'a pas été conçu à l'origine pour cet usage.

Les réseaux de distribution sont par ailleurs le siège de différents types de défauts caractérisés par leur forme et leur durée (défauts triphasés, biphasés, monophasés). Leurs effets ont des conséquences de plusieurs types : thermiques (échauffement des conducteurs), chutes de tension, instabilité des machines. Lorsque l'on connecte à un poste source une nouvelle production ou que l'on remplace un gros moyen de production par une production plus décentralisée, on modifie la puissance de court-circuit. De plus, certains moyens de production n'ont pas de puissance de court-circuit, et ont donc un comportement différent des moyens classiques. Tous ces effets peuvent remettre en cause le plan de protection [Lav05].

En ce qui concerne la production éolienne, il faut de plus prendre en compte son caractère particulier et les impacts spécifiques qu'elle engendre, comme la gestion de la connexion au réseau ou celui du phénomène de Flicker (fluctuations de puissance conduisant à un effet de scintillation).

Dans le cas des réseaux insulaires, les problèmes cités précédemment sont bien entendu présents voire accentués. Ceci provient de la topologie même du réseau. Ils présentent une puissance de court-circuit ( $P_{cc}$ ) plus faible que celle des réseaux métropolitains et dans le cas de défauts type courts-circuits, les creux de tension seront plus importants et l'ensemble du réseau risque d'être affecté. Enfin, ces réseaux se caractérisent par une faible réserve primaire, et l'introduction de parcs éoliens accentue ce phénomène. Les fluctuations lentes de tension, les creux de tension, les fluctuations de fréquence sont plus importantes dans les réseaux insulaires ainsi que les déséquilibres de tension et le phénomène de Flicker [Lav05].

### **I.11.2 Impacts spécifiques de la production éolienne**

Jusqu'à l'arrivée de normes imposées à la génération éolienne, les parcs éoliens n'avaient qu'une seule « contrainte » : produire quand il était possible de produire. De plus, le plan de protection était fait de telle sorte qu'en cas de défaut (par exemple en Espagne, si la tension au point de raccordement chutait à moins de  $0.85U_n$ ), le parc était déconnecté du réseau puis arrêté. Ceci avait comme

conséquence pour l'opérateur de réseau de subir un défaut entraînant la déconnexion du parc, ainsi qu'une absence de production éolienne de l'ordre de quelques minutes, le temps de redémarrer puis de reconnecter les éoliennes [Arr03].

### **I.11.3 Impact de la production d'énergie éolienne sur le plan de tension**

Il est intéressant d'estimer l'impact de la production d'énergie éolienne sur le plan de tension. Ce dernier doit rester dans les limites imposées par les différentes normes.

Pour pouvoir étudier convenablement le plan de tension, il convient de rappeler que la norme EN50160 fixe, pour le réseau moyen tension, une variation maximale de plus ou moins 5% autour du point nominal. Les valeurs minimale et maximale sont respectivement de 0.95 et 1.05pu.

Les réseaux de distribution avaient pour rôle de fournir l'énergie électrique puisée sur le réseau de transport et de l'acheminer vers les consommateurs ; les flux de puissance étaient alors unidirectionnels. Les moyens de contrôle mis en œuvre permettaient de maintenir la tension dans sa plage contractuelle de fonctionnement sur l'ensemble du réseau [Rog04].

## **I.12 Problèmes induits par l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux électriques**

L'insertion des générateurs éoliens dans les réseaux pose plusieurs problèmes. Les divers effets de leur intégration dans les réseaux seront introduits.

### **I.12.1 Effets sur les flux de puissance**

Une forte insertion de production décentralisée à énergies renouvelables comme l'éolien peut faire apparaître sur les réseaux, une modification du sens des flux de puissance. Possibilité qui n'a pas été prise en compte lors de la conception des réseaux de distribution. Ces derniers ont été conçus pour alimenter des installations de consommation à faible coût et donc avec peu de possibilité de

bouclage pour évacuer une puissance éolienne importante dans une zone à faible densité de charges. Typiquement, sur un réseau de distribution radiale, l'énergie circule traditionnellement de l'amont (point de connexion au réseau de transport) vers l'aval (les charges). La connexion d'un groupe de production sur un départ peut inverser le sens du flux de puissance, entraînant par exemple un dysfonctionnement de protections non directionnelles [Sch05, Dav07].

### I.12.2 Effets sur la tension

La gestion du plan de tension a pour objet de maîtriser les chutes de tension actives et réactives qui sont croissantes de l'amont vers l'aval tout en assurant respect des obligations contractuelles ou réglementaires, la présence d'une production décentralisée modifie cette règle. La puissance active générée par les éoliennes est par nature fluctuante, ce qui tend d'après l'expression précédente à induire des fluctuations de tension dans la zone du réseau proche du point de connexion de ces éoliennes [Lar02].

Les fluctuations rapides de faibles amplitudes de la tension sont appelées flicker. Dans le cas des éoliennes, ces variations sont dues aux fluctuations de la vitesse du vent, aux limites mécaniques de l'éolienne (par exemple du pitch control), et à effet d'ombre causé par le passage des pales devant le mât. Ce sont les éoliennes à vitesse fixe qui sont les plus défavorables du point de vue de ces phénomènes.

La technologie d'éolienne la mieux adaptée pour limiter l'impact sur le réseau de ces variations est celle complètement interfacée avec le réseau via de l'électronique de puissance permettant ainsi un certain découplage entre la turbine et le réseau. Les éoliennes, interfacées au réseau via des convertisseurs d'électronique de puissance, génèrent cependant des harmoniques. Les convertisseurs totalement commandés équipés de transistors, actuellement les plus utilisés, génèrent des harmoniques hautes fréquences (plusieurs kHz), mais des harmoniques peuvent être assez aisément limités contrairement aux convertisseurs partiellement commandés, équipés de thyristors, générant des harmoniques de basse fréquence nécessitant des filtres conséquents pour les éliminer [Dav07].

### **I.12.3 Effets sur le plan de protection**

Sur le réseau de distribution un dispositif de protection simple et peu onéreux a été mis en place. Ce dispositif fonctionne en prenant en compte que les installations des consommateurs sont passives et non génératrice de production. Dans le cas d'insertion de production décentralisée et d'apparition de défauts, différents dysfonctionnements peuvent apparaître au niveau du plan de protection [Dav07].

### **I.12.4 Prévision de la production**

Le problème majeur de l'éolien est l'incertitude sur les prévisions de la vitesse du vent sur les sites éoliens induisant une incertitude sur la production des fermes éoliennes. Les erreurs de prévisions à 24h peuvent atteindre des valeurs de plus 50% en négatif (sous-production) ou en positif (surproduction) avec des changements de signe rapides en cours de journée. Des capacités de production de réserves contrôlables sont alors nécessaires pour palier ces incertitudes, en particulier pour satisfaire la demande en période de pointe [Dav07, Hol04].

## **I.13 Conclusion**

Dans ce chapitre on a présenté quelques généralités sur l'exploitation des énergies renouvelables, ainsi que leurs domaines d'application. Dans ce contexte, quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données, comme les génératrices utilisées, des exemples d'architectures, etc.

La multiplication des éoliennes dans le monde a conduit les recherches de façon à améliorer l'efficacité de la conversion électromécanique et à optimiser la qualité d'énergie produite, en se basant sur l'étude des avantages et des inconvénients de l'énergie éolienne ainsi que celles des machines polyphasées ou multi-étoiles, et sur l'étude des impacts de l'énergie éolienne et les problèmes induits par l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux.

Compte tenu des recherches récentes sur la machine asynchrone double étoile (MASDE) et vu ses avantages, il est très intéressant de pouvoir étudier cette dernière.

## CHAPITRE II

### MODELISATION DES DIFFERENTES PARTIES DE L'AEROGENERATEUR

#### II.1 Introduction

La modélisation d'un système quelconque s'impose pour l'application d'une commande particulière. Dans le présent chapitre, on s'intéressera à la modélisation de la turbine, de la machine asynchrone double étoile (MASDE) et des convertisseurs statiques. De nombreux phénomènes compliqués interviennent dans le fonctionnement de la MASDE, tel que la répartition des enroulements, la saturation, l'effet de peau, etc.

Cependant, certaines hypothèses simplificatrices permettent de contourner cette difficulté. Le modèle de la machine asynchrone à double étoile est un système à dix équations différentielles dont les coefficients sont des fonctions périodiques du temps, pour résoudre un tel système, l'utilisation de l'outil informatique s'avère déficient ; dès lors, l'utilisation de la transformation de Park est indispensable.

Nous étudierons la MASDE alimentée par des convertisseurs de fréquences à commande MLI. Pour simuler le comportement dynamique de la machine asynchrone à double étoile, on utilisera l'interface SIMULINK de MATLAB. Dans les deux cas, l'étude sera menée avec un décalage angulaire  $\alpha=30^\circ$  entre les deux étoiles.

Enfin, des résultats de simulation seront présentés pour le cas de l'alimentation de la MASDE par des convertisseurs de fréquences à commande MLI.

## II.2 Description du système étudié

La figure II.1 illustre le schéma de la structure étudié

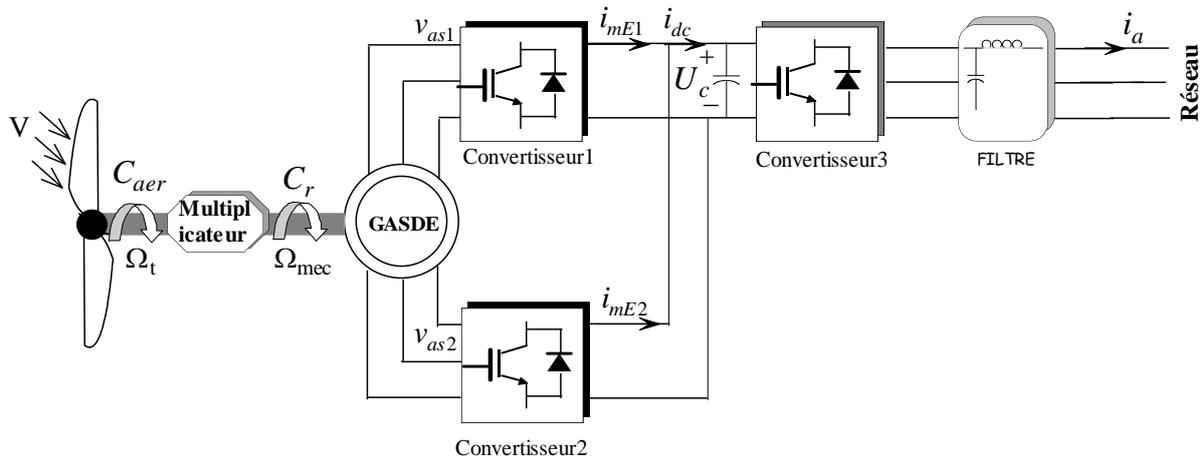


Fig. II.1. Schéma global de la structure étudié

### II.2.1 Modélisation du système éolien

#### II.2.1.1 Zones de fonctionnement d'une éolienne

La puissance maximale qui peut être produite (captée) par une éolienne est sa puissance nominale. La vitesse du vent pour laquelle la puissance nominale de l'éolienne est atteinte est appelée vitesse nominale du vent  $v_n$ . Au-dessus de celle-ci, la production de la puissance reste constante quel que soit la vitesse du vent jusqu'à atteindre une vitesse maximale, appelée vitesse maximale de fonctionnement  $v_{max}$  à laquelle l'éolienne est conçue pour s'arrêter afin de protéger ses parties mécanique des effets néfastes des grandes vitesses du vent. La vitesse du vent la plus basse à laquelle une éolienne fonctionnera est connue comme la vitesse de seuil  $v_s$ . Entre  $v_s$  et  $v_n$ , la production de la puissance varie avec la vitesse du vent. Tout cela est illustré par la figure II.2.

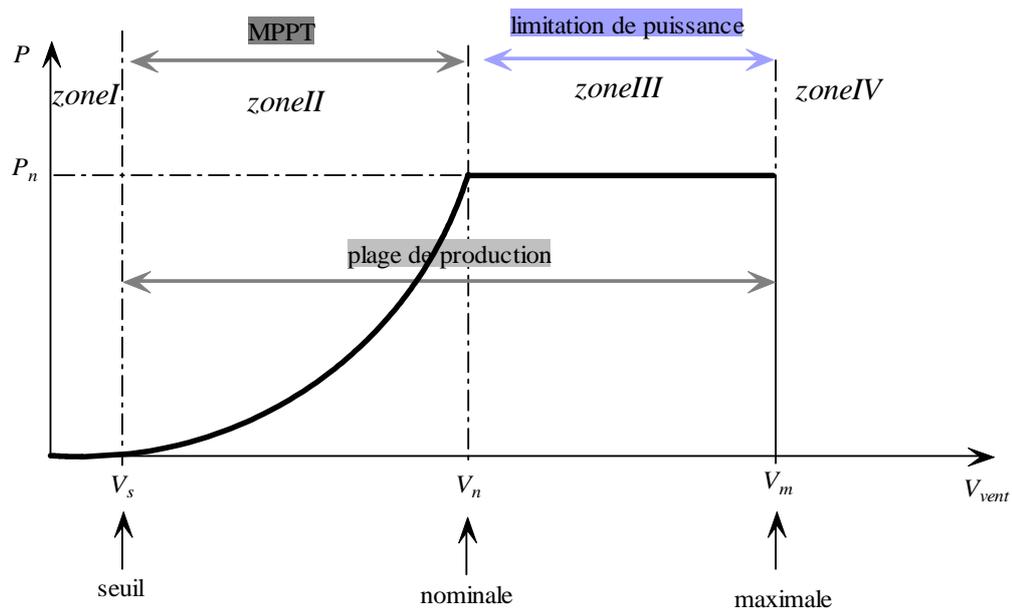


Fig II.2 Zones de fonctionnement d'une éolienne typique

La **zone I** :  $v_{vent} < v_s$ , où  $P = 0$  : attente (la turbine ne fonctionne pas) ;

- La **zone II** :  $v_s < v_{vent} < v_n$ , dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent : production normale jusqu'à atteindre la puissance nominale ;
- La **zone III** :  $v_n < v_{vent} < v_m$ , où la vitesse de rotation est maintenue constante : régulation de puissance en limitant la puissance à sa valeur nominale.
- La **zone IV** :  $v_{vent} > v_m$  environ (90km/h), le système de sûreté de fonctionnement arrête le transfert de l'énergie (arrêt de l'éolienne).

### II.2.1.2 Modélisation de la turbine

Le modèle de la turbine permet de déterminer la puissance extraite par la turbine en fonction de la vitesse (incidente) du vent, de sa vitesse de rotation et de la position de l'angle de calage des pales. Il sera ainsi possible de déduire le couple appliqué par la turbine sur l'arbre lent de l'éolienne. Il s'attache donc à décrire le coefficient de puissance de la turbine  $C_p$ .

L'aéro-turbine transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, ce qui est assuré par un multiplicateur de vitesse de gain  $G$  qui permet à la fois de

diminuer le couple et d'augmenter la vitesse de rotation liée à un générateur électrique qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique [Aou09, Ghe08].

### II.2.1.3 Génération du couple éolien

Le principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique a été présenté au chapitre I. On rappelle sur la figure II.3 l'allure générale d'une turbine à axe horizontal ainsi que le profil des pales. On notera également que la turbine modélisée dans cette étude dispose de moyen de contrôle de l'angle de calage (Pitch Control).

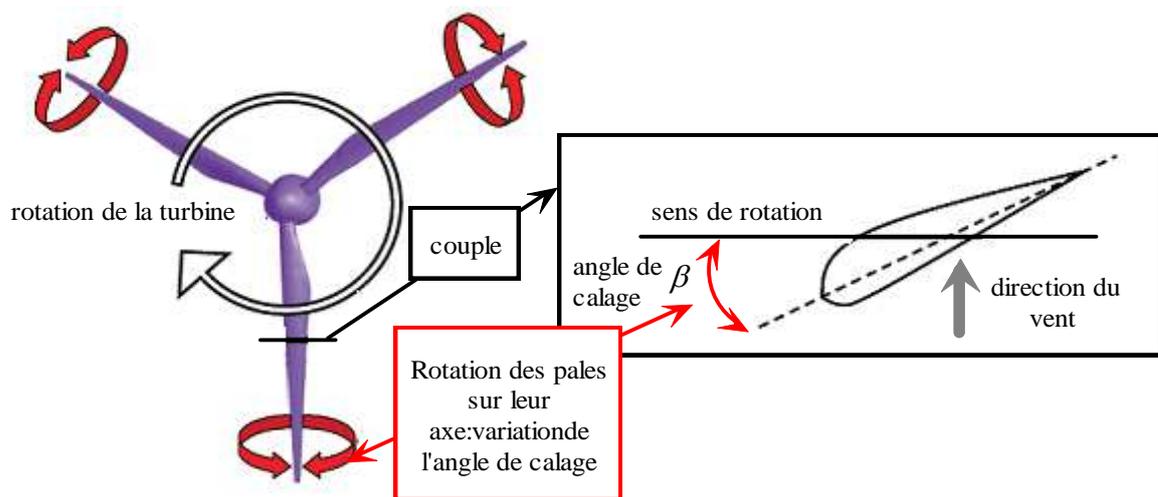


Fig. II.3. Profil aérodynamique d'une pale

La puissance du vent ou la puissance éolienne est définie de la manière suivante [Nay87] :

$$P_{vent} = \frac{\rho}{2} \cdot S \cdot v_{vent}^3 \quad (\text{II.1})$$

La puissance du vent n'est pas totalement captée par les pales, d'où la puissance aérodynamique est inférieure à celle du vent, dans le cas où l'angle de calage des pales  $\beta = 0$ , les deux puissances sont liées par l'expression suivante :

$$P_{aero} = C_p(\lambda) P_{vent} \quad (\text{II.2})$$

Avec :

$C_p$  : appelé coefficient de performance ou coefficient de puissance, représente le rapport de la puissance récupérée sur la puissance récupérable [Poi03].

Le rapport de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{v_{vent}} \quad (\text{II.3})$$

#### II.2.1.4 Contrôle de la turbine

Le contrôle de la conversion d'énergie cinétique du vent en énergie mécanique se fait par celui de la vitesse de la turbine et de l'angle de calage, dans notre étude l'angle de calage est nul.

La figure II.4 représente la variation de  $C_p$  en fonction du rapport de vitesse  $\lambda$  pour un angle de calage des pales nul.

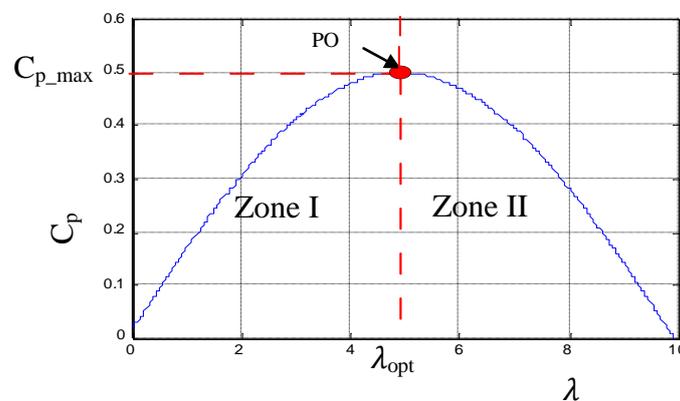


Fig. II.4. Allure de performance d'une turbine éolienne

La partie ascendante de la courbe (zone I) représente la zone MPPT précédant le point optimale PO, dans cette zone on s'efforce à extraire le maximum de puissance de la turbine et fonctionner au PO. La partie descendante de la courbe (zone II) décrit le fonctionnement avec contraintes où  $\lambda$  est supérieur à  $\lambda_{opt}$  et  $C_p$  dégradé, ce qui nous permet de limiter la puissance générée par la turbine.

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique (éolien) est déterminé par la relation suivante :

$$C_{aero} = \frac{P_{aero}}{\Omega_t} = C_p(\lambda) \cdot \frac{\rho}{2} \cdot S \cdot v_{vent}^3 \cdot \frac{1}{\Omega_t} \quad (\text{II.4})$$

Les vitesses mécaniques de la turbine et celle de la génératrice sont liées par le gain du multiplicateur comme suit :

$$\Omega_t = \frac{\Omega_{mec}}{G} \tag{II.5}$$

Les couples sur l'arbre lent  $C_{aéro}$  et sur l'arbre rapide  $C_{arbre}$  sont exprimés par la relation suivante :

$$C_{arbre} = \frac{C_{aéro}}{G} \tag{II.6}$$

On établit à partir des équations précédentes, un schéma bloc fonctionnel du modèle de la turbine, il nous montre que la vitesse de rotation de la turbine est contrôlée, par action sur le couple électromagnétique de la génératrice. La vitesse du vent est considérée comme une entrée perturbatrice à ce système (figure II.5).

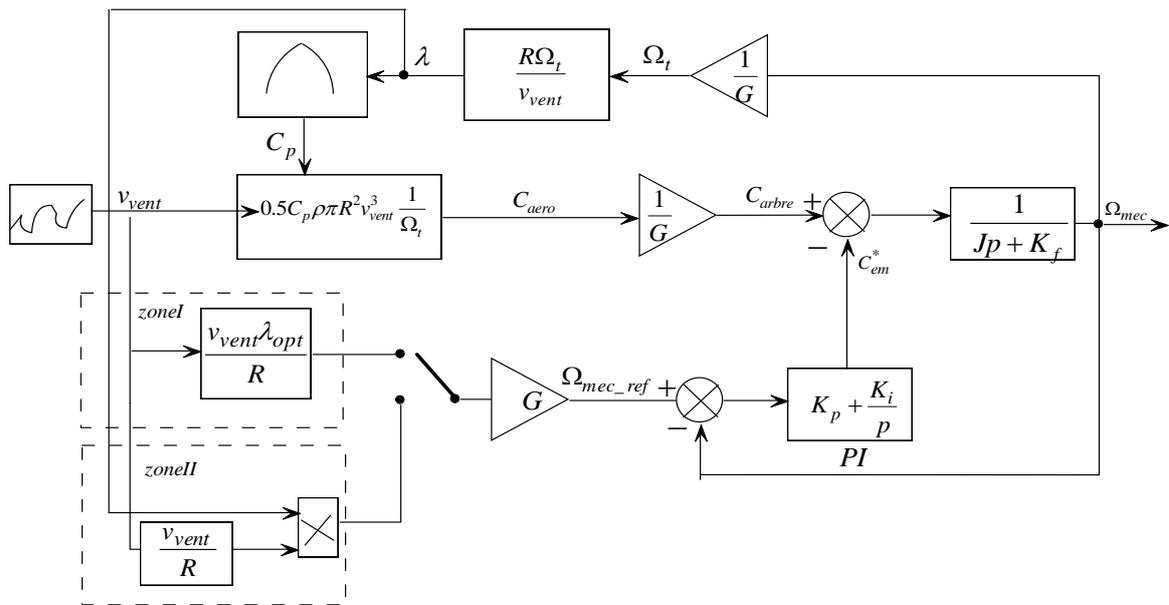


Fig. II.5. Schéma bloc du modèle de la turbine

La vitesse du vent est variable dans le temps, et pour garantir un captage maximal de l'énergie éolienne incidente, il faut ajuster en permanence la vitesse de rotation de la turbine à celle du vent, ceci est réalisé en utilisant la technique (MPPT).

### II.2.1.5 MPPT avec contraintes

Dans le domaine de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable, on distingue deux régions: en dessous et au dessus de la vitesse nominale du vent. Quand la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale de la turbine, une limitation en puissance est imposée au système éolien en raison des contraintes électriques sur les

éléments de chaîne de conversion. Cette limitation mène la génératrice à fonctionner au dessus de sa vitesse nominale et de maximiser cette dernière dont le cas où les vitesses de la turbine sont inférieures à la vitesse nominale du vent. Comme il est montré par la figure (II.6).

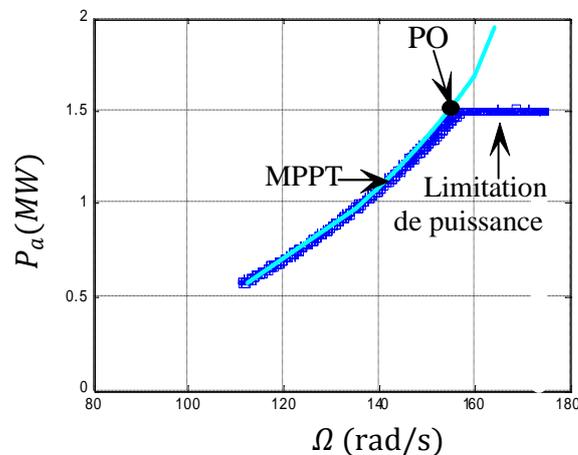


Fig. II.6. Modes de limitation de puissance de la chaîne éolienne

### II.3 Description de la machine asynchrone double étoile

La MASDE se compose d'un stator portant deux enroulements triphasés identiques et décalés d'un angle électrique  $\alpha = 30^\circ$  et d'un rotor à cage d'écureuil.

Lorsque le rotor tourne à une vitesse  $\Omega$  différente de  $\Omega_s$ , la cage rotorique devient le siège d'un système de forces électromotrices triphasées engendrant elles-mêmes des courants induits rotoriques qui se manifestent par l'élaboration d'un couple de forces électromagnétiques sur le rotor tel que l'écart des vitesses soit réduit.

Les grandeurs relatives aux deux étoiles seront notées respectivement par l'indice 1 et l'indice 2 [Had01].

### II.4 Hypothèses simplificatrices

Pour notre étude, nous considérons les hypothèses suivantes :

- Le circuit magnétique est non saturé ;
- Les pertes (par hystérésis et courant de Foucault) sont négligées ;
- Les forces magnétomotrices créées par chacune des phases des deux armatures sont à répartition sinusoïdale, la f.m.m est variable, les inductances

propres sont des constantes et que les inductances mutuelles entre deux enroulements sont des fonctions sinusoïdales de l'angle entre leurs axes magnétiques;

- Les résistances ne varient pas avec la température et on néglige l'effet de Peau [Abd97] ;
- La machine est de constitution symétrique.

## II.5 Modèle de la machine asynchrone double étoile

### II.5.1 Représentation de la machine

La représentation schématique de la machine asynchrone double étoile est donnée par la figure II.7.

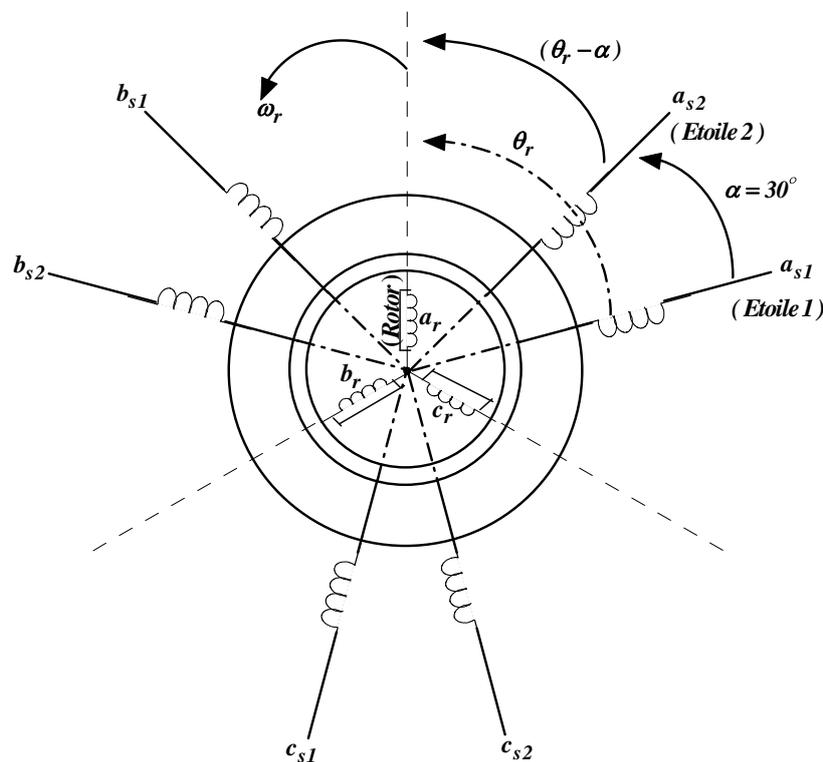


Fig. II.7. Représentation des enroulements de la machine asynchrone double étoile

### II.5.2 Equations électriques

Les équations des tensions de la machine asynchrone double étoile représentent pour chaque enroulement la somme de la chute ohmique et de la chute inductive due au flux.

Pour l'étoile 1 :

$$\begin{cases} v_{as1} = R_{s1}i_{as1} + \frac{d\varphi_{as1}}{dt} \\ v_{bs1} = R_{s1}i_{bs1} + \frac{d\varphi_{bs1}}{dt} \\ v_{cs1} = R_{s1}i_{cs1} + \frac{d\varphi_{cs1}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.7})$$

Pour l'étoile 2 :

$$\begin{cases} v_{as2} = R_{s2}i_{as2} + \frac{d\varphi_{as2}}{dt} \\ v_{bs2} = R_{s2}i_{bs2} + \frac{d\varphi_{bs2}}{dt} \\ v_{cs2} = R_{s2}i_{cs2} + \frac{d\varphi_{cs2}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.8})$$

Pour le rotor :

$$\begin{cases} v_{ar} = R_r i_{ar} + \frac{d\varphi_{ar}}{dt} \\ v_{br} = R_r i_{br} + \frac{d\varphi_{br}}{dt} \\ v_{cr} = R_r i_{cr} + \frac{d\varphi_{cr}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.9})$$

La forme matricielle est la suivante :

$$\text{Pour l'étoile 1 : } [v_{s1}] = [R_{s1}][i_{s1}] + \frac{d}{dt}[\varphi_{s1}];$$

$$\text{Pour l'étoile 2 : } [v_{s2}] = [R_{s2}][i_{s2}] + \frac{d}{dt}[\varphi_{s2}];$$

$$\text{Pour le rotor : } [v_r] = [R_r][i_r] + \frac{d}{dt}[\varphi_r].$$

Avec :

$$[v_{s1}] = \begin{bmatrix} v_{as1} \\ v_{bs1} \\ v_{cs1} \end{bmatrix}; [v_{s2}] = \begin{bmatrix} v_{as2} \\ v_{bs2} \\ v_{cs2} \end{bmatrix}; [v_r] = \begin{bmatrix} v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix}$$

$[i_{s1}]$  : Matrice de tension de l'étoile 1 ;

$[i_{s2}]$  : Matrice de tension de l'étoile 2.

$$[i_{s1}] = \begin{bmatrix} i_{as1} \\ i_{bs1} \\ i_{cs1} \end{bmatrix}; [i_{s2}] = \begin{bmatrix} i_{as2} \\ i_{bs2} \\ i_{cs2} \end{bmatrix}; [i_r] = \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix}$$

$[i_{s1}]$  : Matrice de courant de l'étoile 1 ;

$[i_{s2}]$  : Matrice de courant de l'étoile 2 ;

$[i_r]$  : Matrice de courant du rotor.

$$[R_{s1}] = \begin{bmatrix} R_{as1} & 0 & 0 \\ 0 & R_{bs1} & 0 \\ 0 & 0 & R_{cs1} \end{bmatrix}; [R_{s2}] = \begin{bmatrix} R_{as2} & 0 & 0 \\ 0 & R_{bs2} & 0 \\ 0 & 0 & R_{cs2} \end{bmatrix};$$

$$[R_r] = \begin{bmatrix} R_{ar} & 0 & 0 \\ 0 & R_{br} & 0 \\ 0 & 0 & R_{cr} \end{bmatrix}$$

$R_{s1}$  : Résistance d'une phase de l'étoile 1 ;

$R_{s2}$  : Résistance d'une phase de l'étoile 2 ;

$R_r$  : Résistance d'une phase du rotor.

Où :

$$R_{as1} = R_{bs1} = R_{cs1} = R_{s1}; R_{as2} = R_{bs2} = R_{cs2} = R_{s2}; R_{ar} = R_{br} = R_{cr} = R_r$$

$$[\varphi_{s1}] = \begin{bmatrix} \varphi_{as1} \\ \varphi_{bs1} \\ \varphi_{cs1} \end{bmatrix}; [\varphi_{s2}] = \begin{bmatrix} \varphi_{as2} \\ \varphi_{bs2} \\ \varphi_{cs2} \end{bmatrix}; [\varphi_r] = \begin{bmatrix} \varphi_{ar} \\ \varphi_{br} \\ \varphi_{cr} \end{bmatrix}$$

$[\varphi_{s1}]$ : Matrice de flux de l'étoile 1 ;

$[\varphi_{s2}]$ : Matrice de flux de l'étoile 2 ;

$[\varphi_r]$  : Matrice de flux de rotor.

### II.5.3 Equations magnétiques

Les équations des flux statoriques (étoiles 1 et 2) et rotoriques en fonction des courants sous forme matricielle sont données par :

$$\begin{bmatrix} \varphi_{s1} \\ \varphi_{s2} \\ \varphi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_{s1,s1}] & [L_{s1,s2}] & [L_{s1,r}] \\ [L_{s2,s1}] & [L_{s2,s2}] & [L_{s2,r}] \\ [L_{r,s1}] & [L_{r,s2}] & [L_{r,r}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \\ i_r \end{bmatrix} \quad (\text{II.10})$$

Les sous matrices de la matrice des inductances sont :

$$[L_{s1,s1}] = \begin{bmatrix} (L_{s1} + L_{ms}) & L_{ms} \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) & L_{ms} \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) \\ L_{ms} \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) & (L_{s1} + L_{ms}) & L_{ms} \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) \\ L_{ms} \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) & L_{ms} \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) & (L_{s1} + L_{ms}) \end{bmatrix}$$

$$[L_{s2,s2}] = \begin{bmatrix} (L_{s2} + L_{ms}) & L_{ms} \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) & L_{ms} \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) \\ L_{ms} \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) & (L_{s2} + L_{ms}) & L_{ms} \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) \\ L_{ms} \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) & L_{ms} \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) & (L_{s2} + L_{ms}) \end{bmatrix}$$

$$[L_{r,r}] = \begin{bmatrix} (L_r + L_{mr}) & L_{mr} \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) & L_{mr} \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) \\ L_{mr} \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) & (L_r + L_{mr}) & L_{mr} \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) \\ L_{mr} \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) & L_{mr} \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) & (L_r + L_{mr}) \end{bmatrix}$$

$$[L_{s1,s2}] = \begin{bmatrix} L_{ms} \cos(\alpha) & L_{ms} \cos\left(\alpha + \frac{2\pi}{3}\right) & L_{ms} \cos\left(\alpha + \frac{4\pi}{3}\right) \\ L_{ms} \cos\left(\alpha - \frac{2\pi}{3}\right) & L_{ms} \cos(\alpha) & L_{ms} \cos\left(\alpha + \frac{2\pi}{3}\right) \\ L_{ms} \cos\left(\alpha - \frac{4\pi}{3}\right) & L_{ms} \cos\left(\alpha - \frac{2\pi}{3}\right) & L_{ms} \cos(\alpha) \end{bmatrix}$$

$$[L_{s1,r}] = \begin{bmatrix} L_{sr} \cos(\theta_r) & L_{sr} \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & L_{sr} \cos\left(\theta_r + \frac{4\pi}{3}\right) \\ L_{sr} \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & L_{sr} \cos(\theta_r) & L_{sr} \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ L_{sr} \cos\left(\theta_r - \frac{4\pi}{3}\right) & L_{sr} \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & L_{sr} \cos(\theta_r) \end{bmatrix}$$

$$[L_{s2,r}] = \begin{bmatrix} L_{sr} \cos(\theta_r - \alpha) & L_{sr} \cos\left(\theta_r - \alpha + \frac{2\pi}{3}\right) & L_{sr} \cos\left(\theta_r - \alpha + \frac{4\pi}{3}\right) \\ L_{sr} \cos\left(\theta_r - \alpha - \frac{2\pi}{3}\right) & L_{sr} \cos(\theta_r - \alpha) & L_{sr} \cos\left(\theta_r - \alpha + \frac{2\pi}{3}\right) \\ L_{sr} \cos\left(\theta_r - \alpha - \frac{4\pi}{3}\right) & L_{sr} \cos\left(\theta_r - \alpha - \frac{2\pi}{3}\right) & L_{sr} \cos(\theta_r - \alpha) \end{bmatrix}$$

Les sous matrices  $[L_{s2,s1}] = [L_{s1,s2}]^t$ ,  $[L_{r,s1}] = [L_{s1,r}]^t$ ,  $[L_{r,s2}] = [L_{s2,r}]^t$ .

Avec :  $L_{ms} = L_{mr} = L_{sr} = \frac{2}{3}L_m$ .

$L_{s1}, L_{s2}, L_r$ : représentent les valeurs maximales des coefficients d'inductances de l'étoile 1, l'étoile 2 et le rotor ;

$L_{ms}$ : représente la valeur maximale des coefficients d'inductances mutuelles statoriques ;

$L_{mr}$ : représente la valeur maximale des coefficients d'inductances mutuelles rotoriques ;

$L_{sr}$ : représente la valeur maximale des coefficients d'inductances mutuelles entre une étoile et le rotor ;

$L_m$ : Inductance mutuelle cyclique entre l'étoile 1 et 2 et le rotor.

#### II.5.4 Expression du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique s'exprime par la dérivée partielle d'énergie électromagnétique stockée par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor.

$$C_{em} = \frac{\partial W}{\partial \theta_{geo}} = p \frac{\partial W}{\partial \theta_{ele}} \quad (\text{II.11})$$

Avec :

$$W = \frac{1}{2} ([i_{s1}]^t [\varphi_{s1}] + [i_{s2}]^t [\varphi_{s2}] + [i_r]^t [\varphi_r]) \quad (\text{II.12})$$

Le couple électromagnétique est donné par l'expression suivante :

$$C_{em} = \frac{p}{2} \left( [i_{s1}] \frac{d}{d\theta_r} [L_{s1r}] [i_r]^t + [i_{s2}] \frac{d}{d\theta_r} [L_{s2r}] [i_r]^t \right) \quad (\text{II.13})$$

#### II.5.5 Equation mécanique

L'équation fondamentale du mouvement de la machine est donnée par :

$$C_{em} - C_r = J \frac{d\Omega}{dt} + K_f \Omega \quad (\text{II.14})$$

Avec :

$$\Omega = \frac{\omega_r}{p} \quad (\text{II.15})$$

$$\omega_r = \frac{d\theta_r}{dt} \quad (\text{II.16})$$

$J$  : Inertie totale des parties tournante et  $K_f$  : Coefficient de frottement.

## II.6 Modèle biphasé de la MASDE

### II.6.1 Transformation de Park

Le principe de la transformation de Park consiste à remplacer les grandeurs (courant, tension et flux) d'indices réelles a, b, c par des grandeurs d'indices d, q, o (direct, en quadrature et homopolaire) à l'aide de la matrice de Park  $[P(\theta)]$ .

On transforme le système triphasé en un système biphasé tournant.

La matrice de Park pour l'étoile 1 est définie comme suit :

$$[P(\theta_{s1})] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.17})$$

La matrice de Park pour l'étoile 2 est définie comme suit :

$$[P(\theta_{s2})] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta - \alpha) & \cos\left(\theta - \alpha - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \alpha + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta - \alpha) & -\sin\left(\theta - \alpha - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \alpha + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.18})$$

La matrice de Park pour le rotor est définie comme suit :

$$[P(\theta_r)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta_r) & \cos\left(\theta - \theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta - \theta_r) & -\sin\left(\theta - \theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.19})$$

Avec :

$[P(\theta_{s1})]$  : Matrice de transformation du premier enroulement statorique (étoile1) ;

$[P(\theta_{s2})]$  : Matrice de transformation du deuxième enroulement statorique (étoile2) ;

$[P(\theta_r)]$  : Matrice de transformation d'enroulement rotorique.

### II.6.2 Modèle de la MASDE selon le système d'axes (d, q)

La figure II.8 représente le modèle de la MASDE selon le système d'axes (d, q) tournant à la vitesse  $\omega_{\text{coor}}$ .

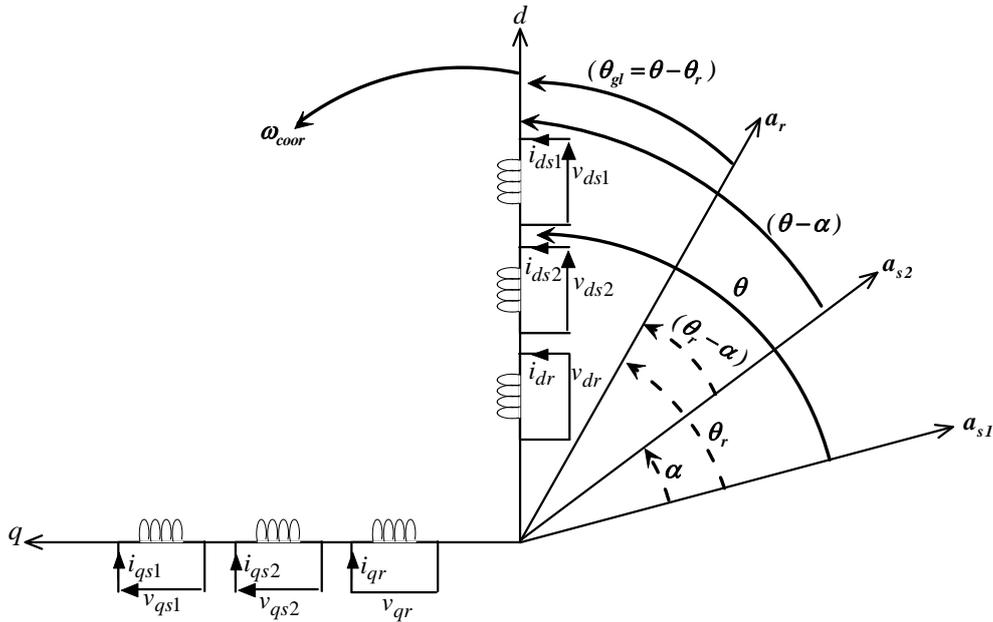


Fig. II.8. Représentation du modèle de la MASDE selon les axes  $(d, q)$

### II.6.2.1 Choix du référentiel

Trois types de référentiels existent dans la pratique, le choix se fait selon le problème à étudier.

#### II.6.2.1.1 Référentiel lié au stator

Dans ce référentiel, on a :

$$\frac{d\theta_s}{dt} = 0 \text{ or } \theta_s = \theta_r + \theta$$

$$\frac{d\theta_s}{dt} = 0 = \frac{d\theta_r}{dt} + \frac{d\theta}{dt}$$

D'où :

$$\frac{d\theta_r}{dt} = -\frac{d\theta}{dt} = -p\Omega$$

Ce référentiel est utilisé dans le régime transitoire avec une variation importante de la vitesse de rotation.

#### II.6.2.1.2 Référentiel lié au rotor

Dans ce référentiel, on a :

$$\frac{d\theta_r}{dt} = 0$$

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \frac{d\theta}{dt} = p\Omega$$

Ce référentiel est utilisé dans le régime transitoire où la vitesse de rotation est considérée constante.

### II.6.2.1.3 Référentiel lié au champ tournant

Dans celui-ci, on a :

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_s$$

$$\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - p\Omega$$

Ce référentiel n'introduit pas des simplifications dans la transformation des équations électriques.

Dans notre étude le modèle a été exprimé dans le repère  $(d, q)$  lié au champ tournant.

### II.6.3 Modèle biphasé de la MASDE lié au système d'axes $(d, q)$

L'écriture du modèle de la machine asynchrone double étoile dans un repère biphasé lié au champ tournant est obtenu en utilisant les transformations normées Park permettant la conservation de la puissance. En appliquant ces transformations aux tensions ainsi qu'aux flux statoriques, nous obtenons le modèle électrique classique suivant [Che11]:

$$\begin{cases} v_{ds1} = R_{s1}i_{ds1} + \frac{d}{dt}\varphi_{ds1} - \omega_s\varphi_{qs1} \\ v_{qs1} = R_{s1}i_{qs1} + \frac{d}{dt}\varphi_{qs1} + \omega_s\varphi_{ds1} \\ v_{ds2} = R_{s2}i_{ds2} + \frac{d}{dt}\varphi_{ds2} - \omega_s\varphi_{qs2} \\ v_{qs2} = R_{s2}i_{qs2} + \frac{d}{dt}\varphi_{qs2} + \omega_s\varphi_{ds2} \\ v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d}{dt}\varphi_{dr} - \omega_{gl}\varphi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d}{dt}\varphi_{qr} + \omega_{gl}\varphi_{dr} \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

Où :  $\omega_{gl} = \omega_s - \omega_r$ .

Les composantes des flux statoriques et rotoriques s'expriment comme suit :

$$\begin{cases} \varphi_{ds1} = L_{s1}i_{ds1} + L_m(i_{ds1} + i_{ds2} + i_{dr}) \\ \varphi_{qs1} = L_{s1}i_{qs1} + L_m(i_{qs1} + i_{qs2} + i_{qr}) \\ \varphi_{ds2} = L_{s2}i_{ds2} + L_m(i_{ds1} + i_{ds2} + i_{dr}) \\ \varphi_{qs2} = L_{s2}i_{qs2} + L_m(i_{qs1} + i_{qs2} + i_{qr}) \\ \varphi_{dr} = L_r i_{dr} + L_m(i_{ds1} + i_{ds2} + i_{dr}) \\ \varphi_{qr} = L_r i_{qr} + L_m(i_{qs1} + i_{qs2} + i_{qr}) \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

Avec :

$$\begin{aligned} \omega_s &= \frac{d\theta}{dt} \\ \omega_r &= \frac{d\theta_r}{dt} \\ p\Omega &= \frac{d\theta}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - \omega_r \end{aligned}$$

$(L_{s1} + L_m), (L_{s2} + L_m)$ : Inductance propre cyclique des étoiles 1 et 2 ;

$(L_r + L_m)$  : Inductance propre cyclique du rotor ;

$L_m$  : Inductance mutuelle cyclique entre l'étoile 1 et 2 et le rotor.

En introduisant le système d'équations (II.20) dans (II.19) et en mettant tout sous forme compact, on aura :

$$[B][U] = [L][\dot{I}] + \omega_{gl}[C][I] + [D][I] \quad (\text{II.22})$$

Où :

$[U] = [v_{ds1}, v_{qs1}, v_{ds2}, v_{qs2}, v_{dr}, v_{qr}]^t$  : Vecteur de commande ;

$[I] = [i_{ds1}, i_{qs1}, i_{ds2}, i_{qs2}, i_{dr}, i_{qr}]^t$  : Vecteur d'état, et  $[\dot{I}] = \frac{d}{dt}[I]$  ;

$[B] = \text{diag}[1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0]$  ;

$$[L] = \begin{bmatrix} (L_{s1} + L_m) & 0 & L_m & 0 & L_m & 0 \\ 0 & (L_{s1} + L_m) & 0 & L_m & 0 & L_m \\ L_m & 0 & (L_{s2} + L_m) & 0 & L_m & 0 \\ 0 & L_m & 0 & (L_{s2} + L_m) & 0 & L_m \\ L_m & 0 & L_m & 0 & (L_r + L_m) & 0 \\ 0 & L_m & 0 & L_m & 0 & (L_r + L_m) \end{bmatrix}$$

$$[C] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -L_m & 0 & -L_m & 0 & -(L_r + L_m) \\ L_m & 0 & L_m & 0 & (L_r + L_m) & 0 \end{bmatrix}$$

$$[D] = \begin{bmatrix} R_{s1} & -\omega_s(L_{s1} + L_m) & 0 & -\omega_s L_m & 0 & -\omega_s L_m \\ \omega_s(L_{s1} + L_m) & R_{s1} & \omega_s L_m & 0 & \omega_s L_m & 0 \\ 0 & -\omega_s L_m & R_{s2} & -\omega_s(L_{s2} + L_m) & 0 & -\omega_s L_m \\ \omega_s L_m & 0 & \omega_s(L_{s2} + L_m) & R_{s2} & \omega_s L_m & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}$$

En mettant le système (II.21) sous forme d'état, on trouve :

$$[i] = [L]^{-1}([B][U] - \omega_{gl}[C][I] - [D][I]) \quad (\text{II.23})$$

#### II.6.4 Puissance absorbée et couple électromagnétique

La puissance absorbée par la MASDE dans le système d'axes  $(d, q)$ , tout en négligeant les composantes homopolaires est exprimée par :

$$P_a = v_{ds1}i_{ds1} + v_{qs1}i_{qs1} + v_{ds2}i_{ds2} + v_{qs2}i_{qs2} \quad (\text{II.24})$$

En remplaçant les tensions  $(v_{ds1}, v_{qs1}, v_{ds2}$  et  $v_{qs2})$  par leurs expressions dans l'équation (II.24), on trouve :

$$P_a = \left[ R_{s1}i_{ds1}^2 + R_{s1}i_{qs1}^2 - R_{s2}i_{ds2}^2 + R_{s2}i_{qs2}^2 \right] + \left( \frac{d\varphi_{ds1}}{dt}i_{ds1} + \frac{d\varphi_{qs1}}{dt}i_{qs1} + \frac{d\varphi_{ds2}}{dt}i_{ds2} + \frac{d\varphi_{qs2}}{dt}i_{qs2} \right) \quad (\text{II.25})$$

$$+ \omega_s (\varphi_{ds1}i_{ds1} - \varphi_{qs1}i_{qs1} + \varphi_{ds2}i_{ds2} + \varphi_{qs2}i_{qs2})$$

Cette expression se compose de trois termes, le premier terme correspond aux pertes par effet Joule, le second terme représente la variation de l'énergie électromagnétique (réserve d'énergie), le dernier terme est la puissance électromagnétique ( $P_{em}$ ).

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

L'expression du couple électromagnétique est égale à :

$$C_{em} = p(\varphi_{ds1}i_{ds1} - \varphi_{qs1}i_{qs1} + \varphi_{ds2}i_{ds2} - \varphi_{qs2}i_{qs2}) \quad (\text{II.27})$$

En remplaçant les flux  $(\varphi_{ds1}, \varphi_{qs1}, \varphi_{ds2}, \varphi_{qs2})$  donnés par (II.21) dans (II.27), on obtient :

$$C_{em} = pL_m[(i_{qs1} + i_{qs2})i_{dr} - (i_{ds1} + i_{ds2})i_{qr}] \quad (\text{II.28})$$

A partir des équations des flux rotoriques  $(\varphi_{dr}$  et  $\varphi_{qr})$  exprimées par (II.21), on tire :

$$i_{dr} = \frac{1}{L_m + L_r}[\varphi_{dr} - L_m(i_{ds1} + i_{ds2})] \quad (\text{II.29})$$

$$i_{qr} = \frac{1}{L_m + L_r}[\varphi_{qr} - L_m(i_{qs1} + i_{qs2})] \quad (\text{II.30})$$

En remplaçant (II.29) et (II.30) dans l'équation (II.28), on aura la relation du couple électromagnétique exprimé en fonction des courants statoriques et des flux rotoriques dans le repère de Park  $(d, q)$  suivante :

$$C_{em} = p \frac{L_m}{L_m + L_r} [(i_{qs1} + i_{qs2})\varphi_{dr} - (i_{ds1} + i_{ds2})\varphi_{qr}] \quad (\text{II.31})$$

## II.7 Alimentation de la MASDE par onduleurs de tension à commande MLI

### II.7.1 Modélisation de l'onduleur de tension à MLI

Un onduleur autonome (à commande adjacente ou à M.L.I) est un convertisseur statique qui assure la transformation de l'énergie d'une source continue en une énergie alternative, qui peut être à fréquence fixe ou variable [Ney88].

Le contrôle de la vitesse et du couple de la MASDE se réalise par action simultanée sur la fréquence et sur l'amplitude de la tension statorique, à base d'onduleurs de tension à fréquence variable. Chaque étoile de la MASDE est connectée à un onduleur triphasé à commutations commandées. Ce dernier est constitué de trois branches où chacune est composée de deux paires d'interrupteurs supposés parfaits et dont les commandes sont disjointes et complémentaires ;

chaque interrupteur est représenté par une paire transistor-diode qui est modélisé par deux états définis par la fonction de connexion logique suivante :

$$f_i = \begin{cases} 1 & \text{l'interepteur } i \text{ est fermé } (K_i \text{ conduit, } \bar{K}_i \text{ bloqué)} \\ 0 & \text{l'interepteur } i \text{ est ouvert } (K_i \text{ bloqué, } \bar{K}_i \text{ conduit)} \end{cases}$$

Avec :

$$f_i + \bar{f}_i = 1 \text{ et } i = 1 \dots 3.$$

La figure II.9 représente le schéma de l'onduleur triphasé.

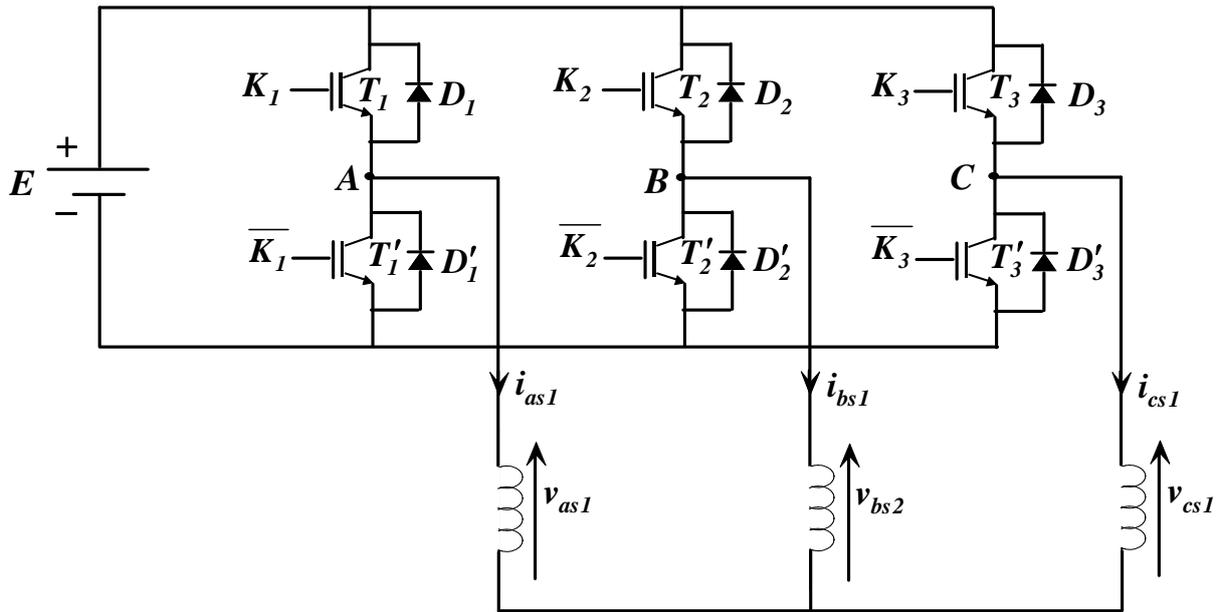


Fig. II.9. Schéma de l'onduleur triphasé

Les tensions composées sont :

$$V_{AB} = v_{as1} - v_{bs1} = E(f_1 - f_2) \quad (\text{II.32})$$

$$V_{BC} = v_{bs1} - v_{cs1} = E(f_2 - f_3) \quad (\text{II.33})$$

$$V_{CA} = v_{cs1} - v_{as1} = E(f_3 - f_1) \quad (\text{II.34})$$

Les tensions simples  $v_{as1}, v_{bs1}, v_{cs1}$  forment un système triphasé équilibré, tel que :

$$v_{as1} + v_{bs1} + v_{cs1} = 0 \quad (\text{II.35})$$

La résolution des équations (II.32), (II.33), (II.34) et (II.35) nous donne :

$$\begin{bmatrix} v_{as1} \\ v_{bs1} \\ v_{cs1} \end{bmatrix} = \frac{E}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.36})$$

Pour le second onduleur, on obtient :

$$\begin{bmatrix} v_{as2} \\ v_{bs2} \\ v_{cs2} \end{bmatrix} = \frac{E}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_4 \\ f_5 \\ f_6 \end{bmatrix} \quad (\text{II.37})$$

## II.7.2 Stratégie de commande sinus-triangle

La MLI sinus-triangle est réalisée par comparaison d'une onde modulante basse fréquence (tension de référence) à une onde porteuse haute fréquence de forme triangulaire. Les instants de commutation sont déterminés par les points d'intersection entre la porteuse et la modulante. La fréquence de commutation des interrupteurs est fixée par la porteuse [Cre97].

Les tensions de références sinusoïdales sont exprimées par :

Pour la première étoile :

$$\begin{aligned} v_{refa1} &= v_m \sin(2\pi ft) \\ v_{refb1} &= v_m \sin\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_{refc1} &= v_m \sin\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (\text{II.38})$$

Pour la seconde étoile, il suffit de remplacer dans le système d'équations (II.38),  $(2\pi ft)$  par  $(2\pi ft - \alpha)$  et l'indice 1 par 2.

L'équation de la porteuse est donnée par :

$$V_p(t) = \begin{cases} V_{pm} [4(t/T_p) - 1] & \text{si } 0 \leq t \leq T_p/2 \\ V_{pm} [-4(t/T_p) + 3] & \text{si } T_p/2 \leq t \leq T_p \end{cases} \quad (\text{II.39})$$

Cette technique est caractérisée par les deux paramètres suivants :

1. L'indice de modulation  $m$  égal au rapport de la fréquence de modulation ( $f_p$ ) sur la fréquence de référence ( $f$ ) ;
2. Le coefficient de réglage en tension  $r$  égal au rapport de l'amplitude de la tension de référence ( $v_m$ ) à la valeur crête de l'onde de modulation ( $v_{pm}$ ).

### II.7.3 Association de la MASDE-convertisseurs de tension à commande MLI

La figure II.10 représente l'association de la MASDE-convertisseurs de tensions de références sinusoïdales sont comparés au signal de la porteuse  $V_p$  afin de déduire les instants de commutation des interrupteurs ( $\alpha=30^\circ$ ).

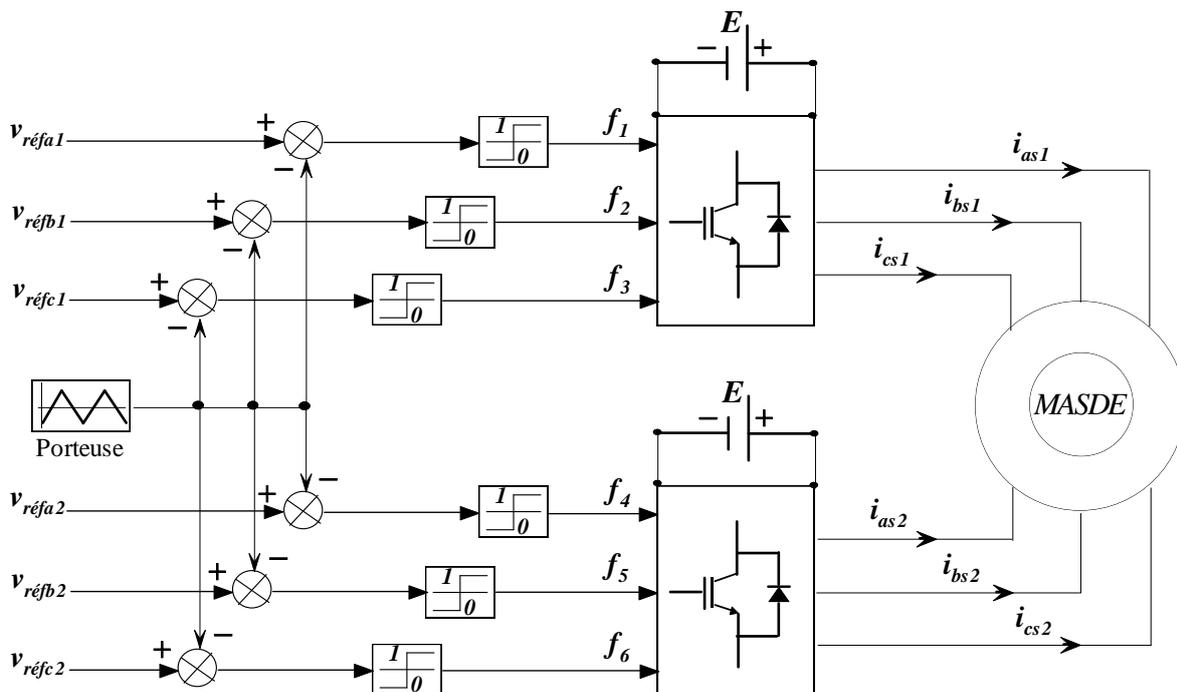


Fig. II.10. MASDE-convertisseurs de tension à commande M.L.I

## II.8 Simulation et interprétation des résultats

Pour la simulation on a implanté le modèle électrique de la MASDE sous l'environnement Matlab/Simulink.

La figure II.11 représente la réponse de la MASDE alimentée par des convertisseurs de fréquences à commande MLI sinus-triangle dont  $r = 0.8$  et  $m = 63$ , suivi de l'application des charges nominales  $C_r = 9550N.m$  et  $C_r = -9550N.m$

respectivement entre les intervalles de temps  $[2,3.5]s$  et  $[4.5,6]s$ , cette dernière montre que : la vitesse de rotation de la MASDE augmente et évolue d'une manière presque linéaire au début du démarrage, puis elle se stabilise et prend la valeur de  $156.73rad/s$  (très proche de celle du synchronisme). On remarque une légère diminution à  $t=2s$  lors de l'introduction d'un couple résistant positif puis une légère augmentation à  $t=4.5s$  lors de l'introduction d'un couple résistant négatif. On remarque des oscillations du couple électromagnétique pendant une durée de  $0.5s$  qui correspondent aux instants de démarrage, puis il diminue d'une façon presque linéaire et se stabilise à une valeur de  $390N.m$  quand il atteint le régime permanent (compensation des pertes par frottement), à l'instant  $t=2s$  et à  $t=4.5s$ , il prend des valeurs du couple résistant. Les courants statoriques présentent des dépassements excessifs au démarrage qui sont d'environ 5 fois le courant nominal, ensuite ils diminuent et se stabilisent au régime permanent, à  $t=2s$  et à  $t=4.5s$ , ils augmentent légèrement sous l'effet du couple. L'évolution des flux rotorique selon  $(d, q)$  est presque identique à celle du couple électromagnétique. Comme on remarque aussi qu'à  $t=2s$ , la tension d'alimentation  $v_{as1}(V)$  et le courant statorique  $i_{as1}(A)$  sont de même signe donc, la machine absorbe de l'énergie active et réactive (nécessaire pour l'entraînement de la charge et pour sa magnétisation) de la source (réseau électrique). Par contre à  $t=4.5s$ , la tension statorique  $v_{as1}(V)$  et le courant statorique  $i_{as1}(A)$  sont de signe inverse alors, la machine fournit de la puissance active vers la source et absorbe de l'énergie réactive nécessaire pour sa magnétisation. On constate aussi que l'angle de déphasage électrique entre les deux étoiles est de  $(\alpha=30^\circ)$ , cet angle est observé par les grandeurs (tension et courant) selon les axes réels. La technique utilisée engendre une augmentation des ondulations du couple dues principalement aux harmoniques délivrés par les onduleurs.

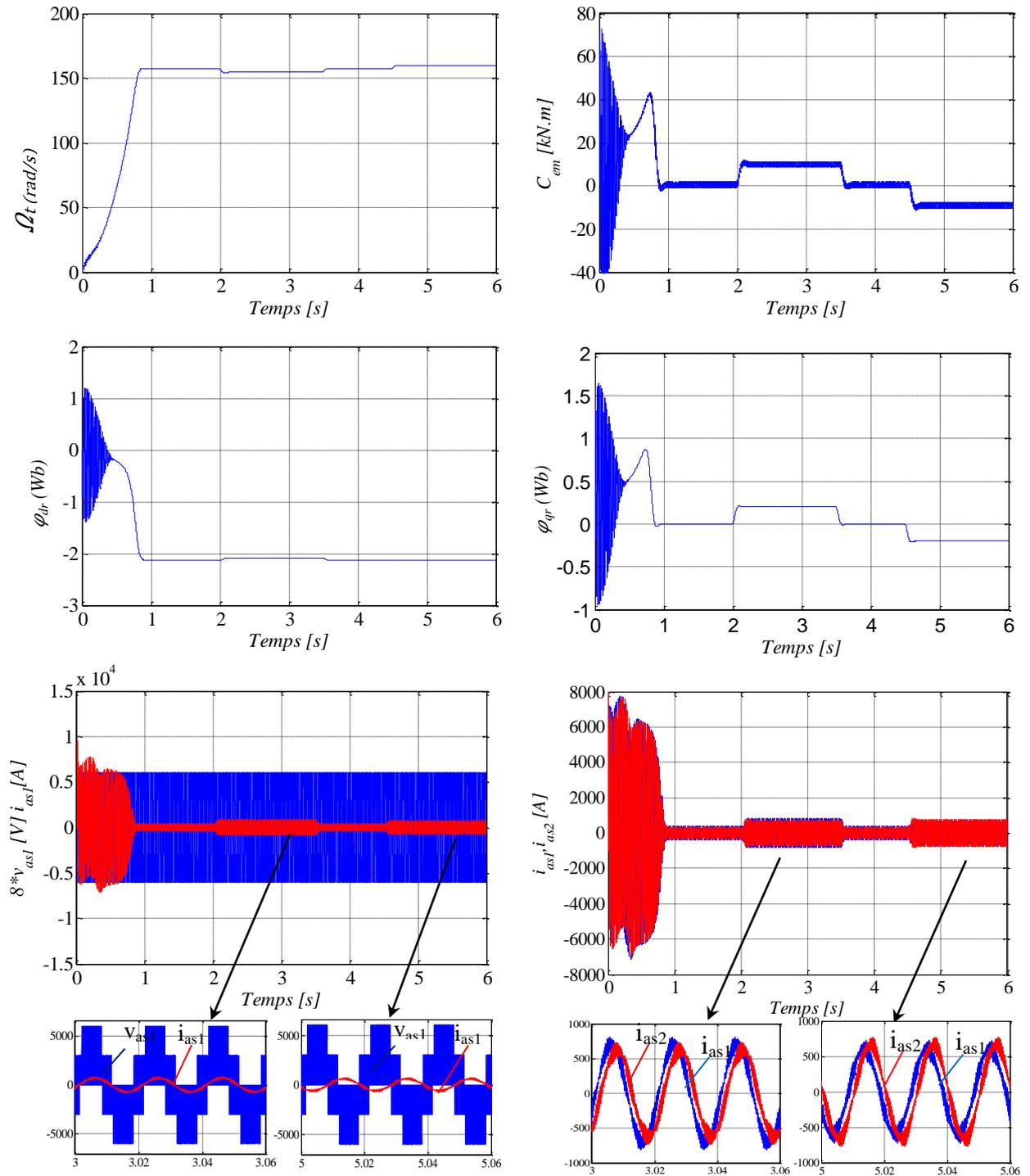


Fig. II.11. Evolution des caractéristiques de la MASDE alimentée par deux convertisseurs, suivi de l'application des charges  $C_r = 9550N.m$  et  $C_r = -9550N.m$  respectivement entre les intervalles de temps  $t = [2, 3.5]s$  et  $t = [4.5, 6]s$

## **II.9 Conclusion**

Ce chapitre a été dédié à la modélisation de la turbine ainsi que la MASDE dont la complexité a été réduite en utilisant un certain nombre d'hypothèses simplificatrices et en effectuant un changement de repère par l'application de la transformation de Park.

L'étude des caractéristiques de la MASDE alimentée par des convertisseurs de fréquences à commande MLI, en démarrage à vide puis en charge a été accomplie. Le processus de démarrage de la machine, suivi de l'application d'une charge a été simulé sous le logiciel Matlab/Simulink.

Lors du fonctionnement de la machine en charge, on a observé une diminution de la vitesse en fonctionnement moteur et une augmentation en fonctionnement génératrice, ce qui nécessite une régulation.

Dans le chapitre suivant, nous utiliserons une technique de commande vectorielle pour résoudre ce problème et nous étudierons le fonctionnement d'une chaîne de conversion éolienne reliée au réseau basée sur la génératrice asynchrone double étoile (GASDE).

## **CHAPITRE III**

### **CONTROLE D'UN AEROGENERATEUR CONNECTE AU RESEAU ELECTRIQUE BASE SUR LA GASDE**

#### **III.1 Introduction**

Dans cette partie, nous allons établir le modèle continu équivalent de la chaîne de conversion éolienne constituée d'une GASDE (1.5MW) associée à des convertisseurs de fréquences à commande MLI suivis d'un filtre de raccordement au réseau électrique.

Nous allons principalement décrire la commande vectorielle indirecte par orientation du flux rotorique sur la GASDE, nous présentons au premier lieu le principe et les différentes méthodes de la commande vectorielle ainsi que le contrôle de la liaison au réseau avec la régulation du bus continu.

Afin de faire fonctionner l'éolienne de manière à extraire le maximum d'énergie du vent, un algorithme sera introduit dans le modèle de la turbine appelé le point de puissance maximale ou bien MPPT (Maximum Power Point Tracking) et cela dans le cas où la caractéristique ( $C_p(\lambda)$ ) de la turbine est connue, dans le cas contraire, une méthode non linéaire basée sur la théorie de la logique floue (MPPT par logique floue) sera proposée dans ce chapitre. Pour palier au problème des vents forts, la limitation de puissance sera effectuée. Les résultats de simulation obtenus sous Matlab/Simulink seront présentés afin de montrer les performances de ce système.

#### **III.2 Principe de la commande vectorielle**

Le but de cette commande est d'assimiler le comportement de la machine asynchrone à double étoile à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée en deux aspects (figure III.1) [Ami08].

- Le couple et le flux de la machine sont contrôlés indépendamment l'un de l'autre ;

- Les conditions optimales de production du couple sont assurées en régime permanent et en régime transitoire.

En effet, dans une machine à courant continu le courant d'induit ( $I_a$ ) contrôle le couple et le courant inducteur ( $I_f$ ) contrôle le flux.

La relation du couple électromagnétique est donnée par :

$$C_{em} = K \cdot \varphi_f \cdot I_a = K' \cdot I_f \cdot I_a \quad (III.1)$$

Avec :

$\varphi_f$  : Flux imposé par le courant d'excitation  $I_f$  ;

$I_f$  : Courant d'induit ;

$K, K'$  : Constantes.

Pour la machine asynchrone à double étoile, la commande vectorielle consiste à réaliser un découplage des grandeurs du couple électromagnétique et du flux rotorique. Pour cela, il faut choisir une loi de commande et un système d'axes assurant le découplage du flux et du couple.

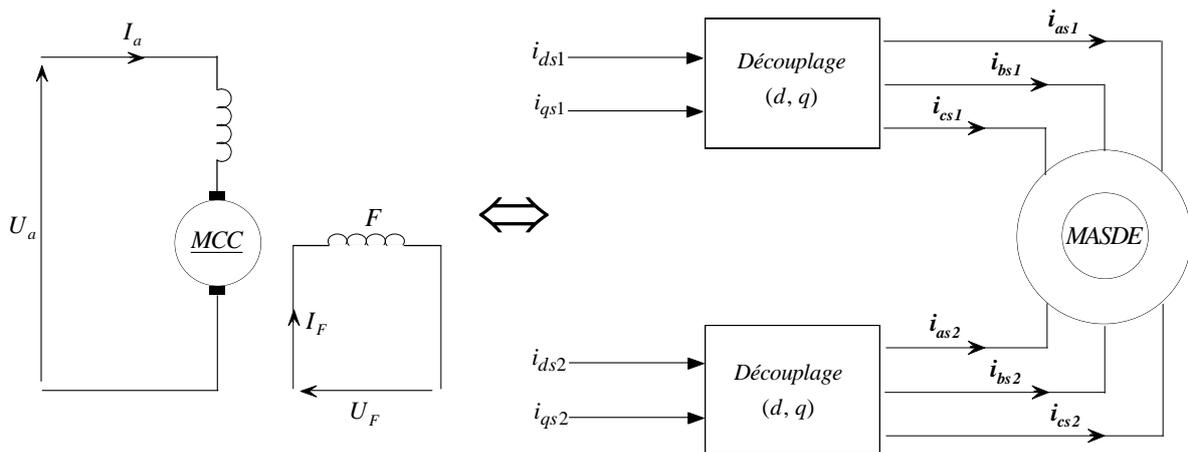


Fig. III.1. Principe de pilotage vectoriel de la MCC et de la MASDE

### III.3 Choix d'orientation du flux

La méthode de flux orienté est basée sur le choix du repère de référence, suivant la vitesse attribuée au repère  $(d, q)$ , de ce fait, les choix concernant l'alimentation et le repère ont été accomplis, dont l'alimentation en tension et le repère lié au champ tournant. Alors l'étape suivante du raisonnement consiste à fixer l'orientation du flux.

Pour cela, trois choix sont possibles :

- Orientation du flux rotorique:

$$\varphi_{dr} = \varphi_r \text{ et } \varphi_{qr} = 0 \quad (\text{III.2})$$

- Orientation du flux statoriques :

$$\varphi_{ds} = \varphi_s \text{ et } \varphi_{qs} = 0 \quad (\text{III.3})$$

- Orientation du flux d'entrefer :

$$\varphi_{dg} = \varphi_g \text{ et } \varphi_{qg} = 0 \quad (\text{III.4})$$

Pour la MASDE, nous optons pour le choix de l'orientation du flux rotorique (III.2), car cela permet d'obtenir une variation de vitesse où le flux et le couple électromagnétique sont indépendamment commandés à travers les courants statoriques direct et quadratique, respectivement.

Les lois de la commande sont obtenues à partir des équations de la MASDE liées au champ tournant par orientation du flux rotorique. En considérant comme grandeurs de références le flux rotorique  $\varphi_r^*$  et le couple  $C_{em}^*$  et en exprimant que :

$$\begin{cases} \varphi_{dr} = \varphi_r^* \\ \varphi_{qr} = 0 \end{cases}$$

La relation finale du couple électromagnétique devient :

$$C_{em}^* = p \frac{L_m}{L_m + L_r} \varphi_r (i_{qs1} + i_{qs2}) \quad (\text{III.5})$$

D'après l'équation (III.5), nous constatons que le couple électromagnétique résulte de l'interaction d'un terme de flux et d'un terme de courant. Cette expression rappelle le couple de la machine à courant continu à excitation séparée.

### **III.4 Différentes méthodes de la commande vectorielle**

La commande vectorielle de la MASDE peut être soit directe ou indirecte.

#### **III.4.1 Méthode de commande directe**

Cette méthode consiste à déterminer la position et le module du flux quelque soit le régime de fonctionnement, pour cela deux procédés sont utilisés :

- La mesure du flux dans l'entrefer de la machine en plaçant une spire sous un pôle de chaque phase. L'inconvénient principal de cette technique, réside

dans le fait que la fragilité et les problèmes de fiabilité limitent sa mise en œuvre ;

- L'estimation du flux à l'aide des méthodes mathématiques. Cette méthode est sensible aux variations des paramètres de la machine [Ami08].

### III.4.2 Méthode de commande indirecte

La méthode indirecte consiste à ne pas utiliser l'amplitude du flux, mais seulement sa position, dans ce cas le flux est contrôlé en boucle ouverte.

### III.5 Commande vectorielle indirecte sans réglage de vitesse

Les lois de commande sont obtenues à partir des équations de la MASDE liées au champ tournant et par orientation du flux rotorique. En considérant comme grandeurs de références le flux rotorique  $\varphi_r^*$  et le couple  $C_{em}^*$ , La figure III.2 représente le schéma de principe de la commande à flux orienté.

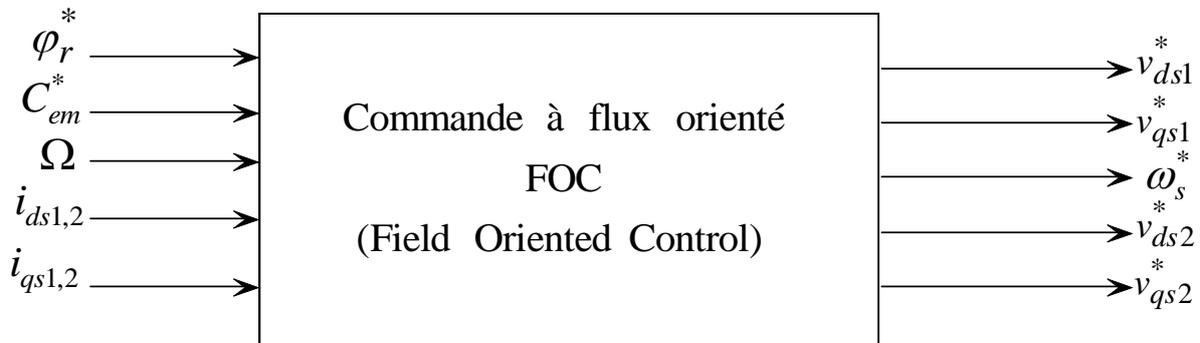


Fig III.2 Schéma de principe de la commande à flux orienté (FOC)

En exprimant que :

$$\begin{cases} \varphi_{dr} = \varphi_r^* \\ \varphi_{qr} = 0 \end{cases} \quad (III.6)$$

En remplaçant (III.6) dans les équations des tensions rotoriques (II.20), on obtient [Sin05a] :

$$R_r \cdot i_{dr} = 0 \Rightarrow i_{dr} = 0 \quad (III.7)$$

$$R_r \cdot i_{qr} + \omega_{gl}^* \cdot \varphi_r^* = 0 \Rightarrow i_{qr} = -\frac{\omega_{gl}^* \cdot \varphi_r^*}{R_r} \quad (III.8)$$

Et à partir des équations (II.29) et (II.30), on trouve :

$$i_{dr} = \frac{\varphi_r^*}{L_m + L_r} - \frac{L_m}{L_m + L_r} (i_{ds1} + i_{ds2}) \quad (III.9)$$

$$i_{qr} = -\frac{L_m}{L_m+L_r}(i_{qs1} + i_{qs2}) \quad (\text{III.10})$$

En introduisant (III.9) et (III.10) dans le système d'équations des flux statoriques (II.21), on aura [Sin05] :

$$\begin{cases} \varphi_{ds1} = \lambda_1 \cdot i_{ds1} + L_r B i_{ds2} + B \cdot \varphi_r^* \\ \varphi_{qs1} = \lambda_1 \cdot i_{qs1} + L_r B i_{qs2} \\ \varphi_{ds2} = \lambda_2 \cdot i_{ds2} + L_r B i_{ds1} + B \cdot \varphi_r^* \\ \varphi_{qs2} = \lambda_2 \cdot i_{qs2} + L_r B i_{qs1} \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

Avec :

$$B = \frac{L_m}{L_m+L_r} \text{ et } \lambda_{1,2} = L_{s1,2} + B L_r$$

En introduisant (III.7) dans (III.9), on tire :

$$\varphi_r^* = L_m(i_{ds1} + i_{ds2}) \quad (\text{III.12})$$

A partir du système d'équation (III.11), on trouve :

$$L_m(i_{qs1} + i_{qs2}) = -(L_m + L_r)i_{qr} \quad (\text{III.13})$$

En remplaçant (III.11) et (III.13) dans le système d'équations des tensions statoriques, on obtient :

$$\begin{cases} v_{ds1}^* = R_{s1} \cdot i_{ds1} + L_{s1} s i_{ds1} - \omega_s^* (L_{s1} \cdot i_{qs1} + \tau_r \cdot \varphi_r^* \cdot \omega_{gl}^*) \\ v_{qs1}^* = R_{s1} \cdot i_{qs1} + L_{s1} s i_{qs1} + \omega_s^* (L_{s1} \cdot i_{ds1} + \varphi_r^*) \\ v_{ds2}^* = R_{s2} \cdot i_{ds2} + L_{s2} s i_{ds2} - \omega_s^* (L_{s2} \cdot i_{qs2} + \tau_r \cdot \varphi_r^* \cdot \omega_{gl}^*) \\ v_{qs2}^* = R_{s2} \cdot i_{qs2} + L_{s2} s i_{qs2} + \omega_s^* (L_{s2} \cdot i_{ds2} + \varphi_r^*) \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

Avec:

$$\tau_r = \frac{L_r}{R_r} \text{ et } \omega_{gl}^* = \omega_s^* - \omega_r$$

En introduisant l'équation (III.10) dans (III.8), on tire :

$$\omega_{gl}^* = \frac{R_r \cdot L_m}{(L_m+L_r)} \frac{(i_{qs1}+i_{qs2})}{\varphi_r^*} \quad (\text{III.15})$$

A partir de la relation (III.5), on trouve :

$$i_{qs1} + i_{qs2} = \frac{(L_m+L_r) C_{em}^*}{p L_m} \frac{C_{em}^*}{\varphi_r^*} \quad (\text{III.16})$$

Le système d'équations électriques (III.14) montre que les tensions ( $v_{ds1}^*, v_{qs1}^*, v_{ds2}^*, v_{qs2}^*$ ) influent au même temps sur les composantes des courants statoriques directes et en quadratures ( $i_{ds1}, i_{qs1}, i_{ds2}, i_{qs2}$ ), donc sur le flux et sur le couple. Il est alors nécessaire de réaliser un découplage. Cela en définissant de

nouvelles variables  $(v_{ds1r}, v_{qs1r}, v_{ds2r}, v_{qs2r})$  n'agissent respectivement que sur  $(i_{ds1}, i_{qs1}, i_{ds2}, i_{qs2})$ , tel que :

$$\begin{cases} v_{ds1r} = R_{s1} \cdot i_{ds1} + L_{s1} \cdot s i_{ds1} \\ v_{qs1r} = R_{s1} \cdot i_{qs1} + L_{s1} \cdot s i_{qs1} \\ v_{ds2r} = R_{s2} \cdot i_{ds2} + L_{s2} \cdot s i_{ds2} \\ v_{qs2r} = R_{s2} \cdot i_{qs2} + L_{s2} \cdot s i_{qs2} \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

Afin de compenser l'erreur introduite lors de découplage, les tensions statoriques de références à flux constant sont exprimées par :

$$\begin{cases} v_{ds1}^* = v_{ds1r} - v_{ds1c} \\ v_{qs1}^* = v_{qs1r} + v_{qs1c} \\ v_{ds2}^* = v_{ds2r} - v_{ds2c} \\ v_{qs2}^* = v_{qs2r} + v_{qs2c} \end{cases} \quad (\text{III.18})$$

Où :

$$\begin{cases} v_{ds1c} = \omega_s^* (L_{s1} \cdot i_{qs1} + \tau_r \cdot \varphi_r^* \cdot \omega_{gl}^*) \\ v_{qs1c} = \omega_s^* (L_{s1} \cdot i_{ds1} + \varphi_r^*) \\ v_{ds2c} = \omega_s^* (L_{s2} \cdot i_{qs2} + \tau_r \cdot \varphi_r^* \cdot \omega_{gl}^*) \\ v_{qs2c} = \omega_s^* (L_{s2} \cdot i_{ds2} + \varphi_r^*) \end{cases} \quad (\text{III.19})$$

### **III.5.1 Identification des paramètres des régulateurs PI**

L'identification des paramètres des régulateurs PI des systèmes dont la fonction de transfert est du premier ordre, telle que :  $H(s) = \frac{1}{as+b}$  (III.20)

se fait d'une manière générale comme suit :

La fonction de transfert du PI est :

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (\text{III.21})$$

Le schéma représentatif de la boucle de régulation d'un système asservi du premier ordre à retour unitaire régulé par un PI est donné par la figure III.3.

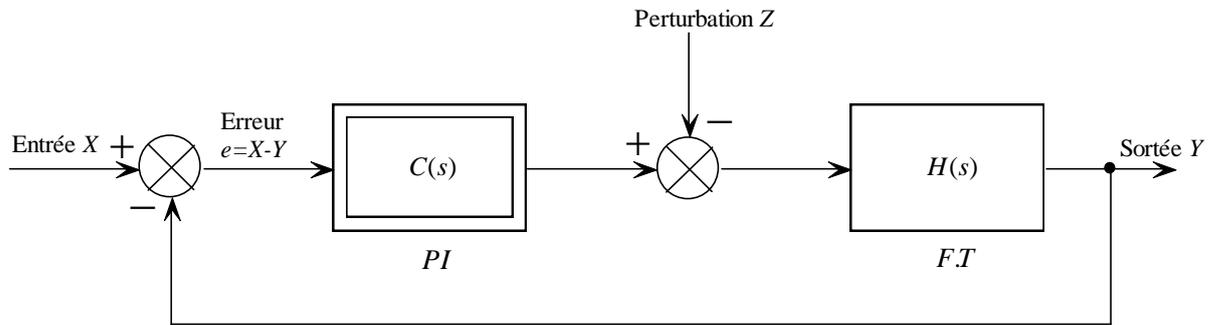


Fig.III.3. Schéma d'un système asservi du premier ordre régulé par un PI

La perturbation est négligée dans les étapes d'identification des paramètres des régulateurs. La fonction de transfert en boucle ouverte du système asservi est :

$$T(s) = C(s).H(s) = \frac{K_P.s + K_i}{as^2 + bs} \quad (\text{III.22})$$

En boucle fermée, on obtient :

$$F(s) = \frac{T(s)}{1+T(s)} = \frac{K_P.s + K_i}{as^2 + (b + K_P)s + K_i} \quad (\text{III.23})$$

Afin d'avoir un comportement d'un système du premier ordre dont la fonction de transfert est de la forme :

$$G(s) = \frac{1}{Ts + 1} \quad (\text{III.24})$$

Il suffit d'identifier (III.23) à (III.24) comme suit :

$$\frac{K_P.s + K_i}{as^2 + (b + K_P)s + K_i} = \frac{1}{Ts + 1} \quad (\text{III.25})$$

Ce qui donne :

$$K_P.Ts^2 + (K_i.T + K_P)s + K_i = as^2 + (b + K_P)s + K_i \quad (\text{III.26})$$

D'où :

$$\begin{cases} K_P = \frac{a}{T} \\ K_i = \frac{b}{T} \end{cases} \quad (\text{III.27})$$

La figure III.4 représente le schéma de la boucle de régulation des courants statoriques (étoiles 1 et 2).

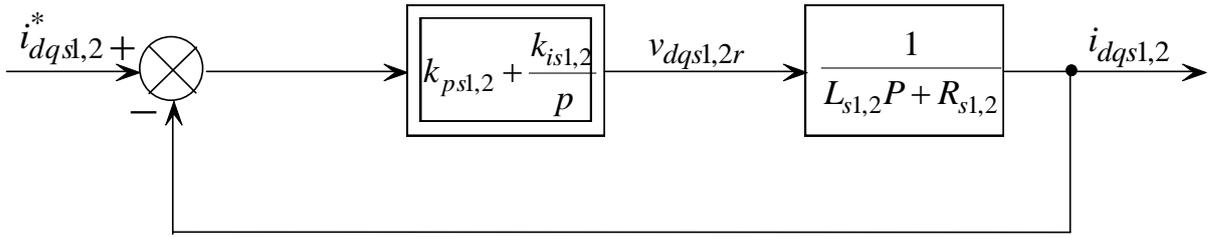


Fig. III.4. Schéma de la boucle de régulation des courants statoriques

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} K_{Ps1} = \frac{L_{s1}}{T} \\ K_{is1} = \frac{R_{s1}}{T} \end{array} \right. \text{ et } \left\{ \begin{array}{l} K_{Ps2} = \frac{L_{s2}}{T} \\ K_{is2} = \frac{R_{s2}}{T} \end{array} \right. \quad (\text{III.28})$$

On prend  $T = \frac{\tau_r}{3}$  pour avoir une dynamique du processus rapide, avec  $\tau_r = \frac{L_r}{R_r}$  est la constante de temps électrique (rotorique) du système.

### III.5.2 Application de la commande indirecte sur la MASDE

L'application de la commande vectorielle indirecte sans le réglage de vitesse sur la machine asynchrone à double étoile est illustrée par la figure III.5

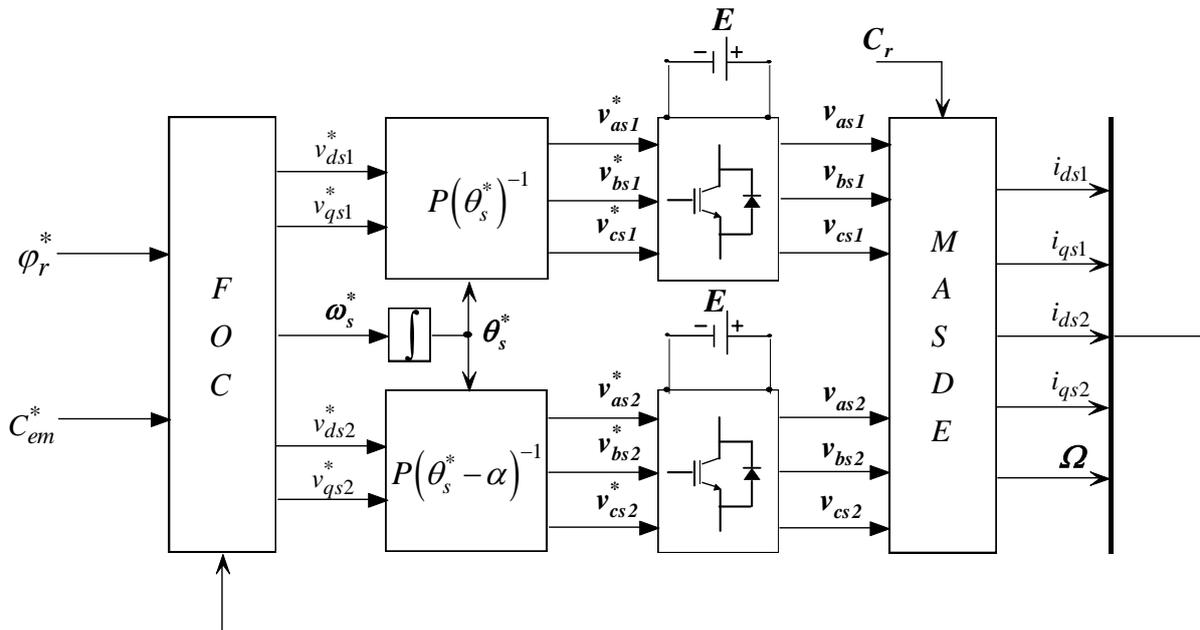


Fig. III.5. Représentation schématique de la commande FOC sur la MASDE

### III.6 Commande vectorielle indirecte avec régulation de vitesse

Le principe de cette méthode, consiste à déterminer directement la composante du flux rotorique à partir de la vitesse mécanique de rotation du rotor en utilisant un capteur de vitesse, cela est réalisable par un bloque de défluxage défini par la fonction non linéaire suivante :

$$\begin{cases} \varphi_r^* = \varphi_n & \text{si } |\Omega| \leq \Omega_n \\ \varphi_r^* = \varphi_n \frac{\Omega_n}{|\Omega|} & \text{si } |\Omega| > \Omega_n \end{cases} \quad (\text{III.29})$$

Et schématisé par la figure III.6 :

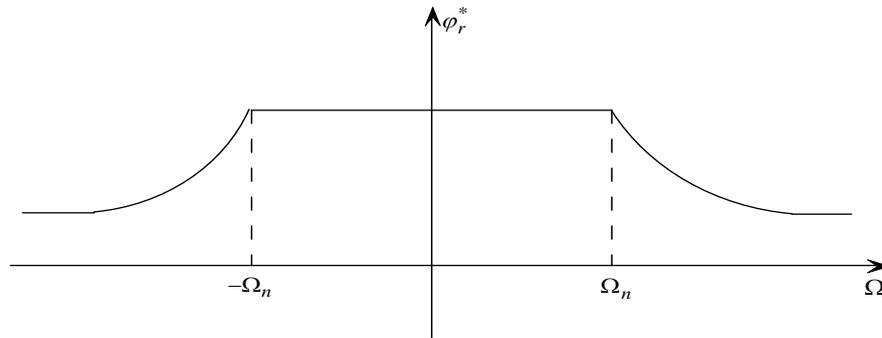


Fig. III 6. Schéma de défluxage

Le flux est généralement maintenu constant à sa valeur nominale, pour des vitesses rotorique inférieures ou égales à la vitesse nominale de la machine  $\Omega_n$ , pour des vitesses supérieures, le flux décroît lorsque la vitesse augmente afin de limiter la tension aux bornes de la machine.

Le schéma de réglage de la vitesse de la MASDE est donné par la figure III.7 :

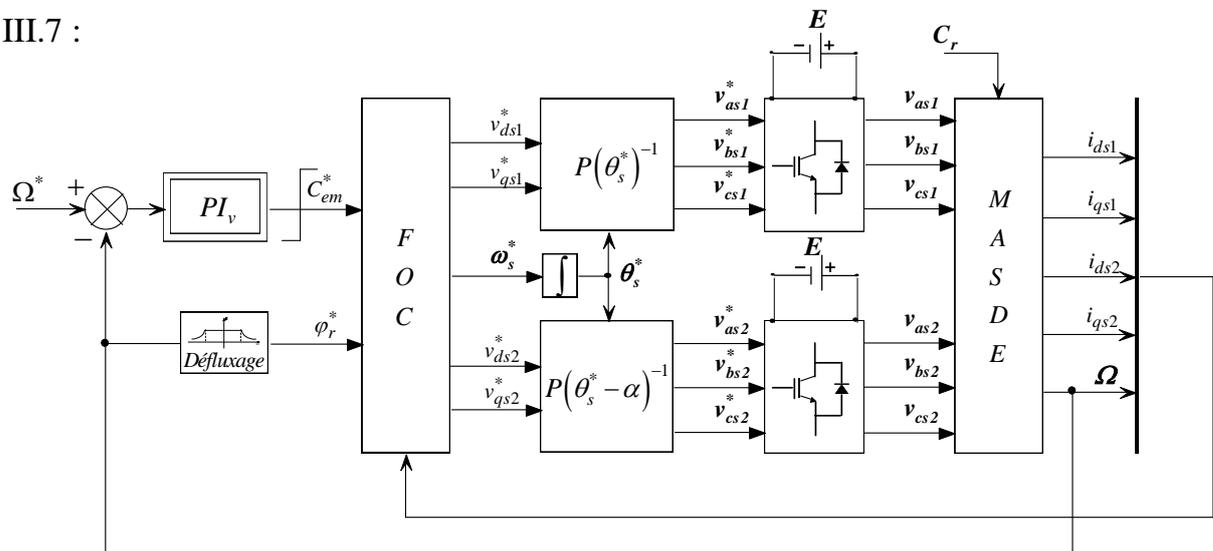


Fig. III.7. Schéma de la commande FOC avec régulation de vitesse

### III.6.1 Identification des paramètres du régulateur de vitesse

Le schéma de la boucle de régulation de vitesse est donné par la figure III.8 :

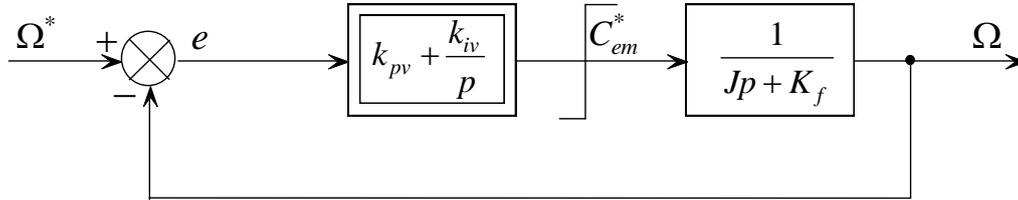


Fig.III.8. Boucle de régulation de vitesse

L'identification nous donne :

$$\begin{cases} K_{pv} = \frac{J}{\tau} \\ K_{iv} = \frac{K_f}{\tau} \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

On prend  $\tau = \frac{\tau_r}{3}$ .

La commande doit être limitée par un dispositif de saturation définie par [Mer05].

$$C_{em}^*(Lim) = \begin{cases} C_{em}^* & \text{si } |C_{em}^*| \leq C_{em}^{Max} \\ C_{em}^{Max} \text{sign}(C_{em}^*) & \text{si } |C_{em}^*| \geq C_{em}^{Max} \end{cases} \quad (\text{III.31})$$

### III.6.2 Maximisation de la puissance éolienne

L'algorithme MPPT classique, est contrôlé en couple en agissant sur la vitesse de rotation mesurée. Cela consiste, à déterminer le couple de référence pour chaque vitesse de rotation tout en considérant que les conditions sont optimales ; les grandeurs vitesse, couple sont donnés comme suit :

$$\Omega_{opt} = \frac{V_{vent} \cdot \lambda_{opt}}{R} \quad (\text{III.32})$$

$$C_{ref} = C_{t_{opt}} = K_{opt} \cdot \Omega_{opt}^2 \quad (\text{III.33})$$

Avec :

$$K_{opt} = -\frac{1}{2} \frac{C_p^{opt}}{\lambda_{opt}^3} \rho \pi R^5$$

Le contrôle du système dépend de la zone de fonctionnement.

Zone I : l'usage de l'algorithme MPPT nous permet de déterminer la puissance mécanique de référence :

$$P_{mec} = P_{mec\_opt} = C_{ref} \Omega_{opt}^3 \quad (III.34)$$

Zone II : afin de limiter les contraintes électriques sur la génératrice la puissance mécanique de référence est maintenue à sa valeur nominale :

$$P_{mec} = P_n \quad (III.35)$$

Le schéma du bloc de commande est représenté par la figure III.9, sachant que

$$i_{ds1}^* = i_{ds2}^* \text{ et } i_{qs1}^* = i_{qs2}^* .$$

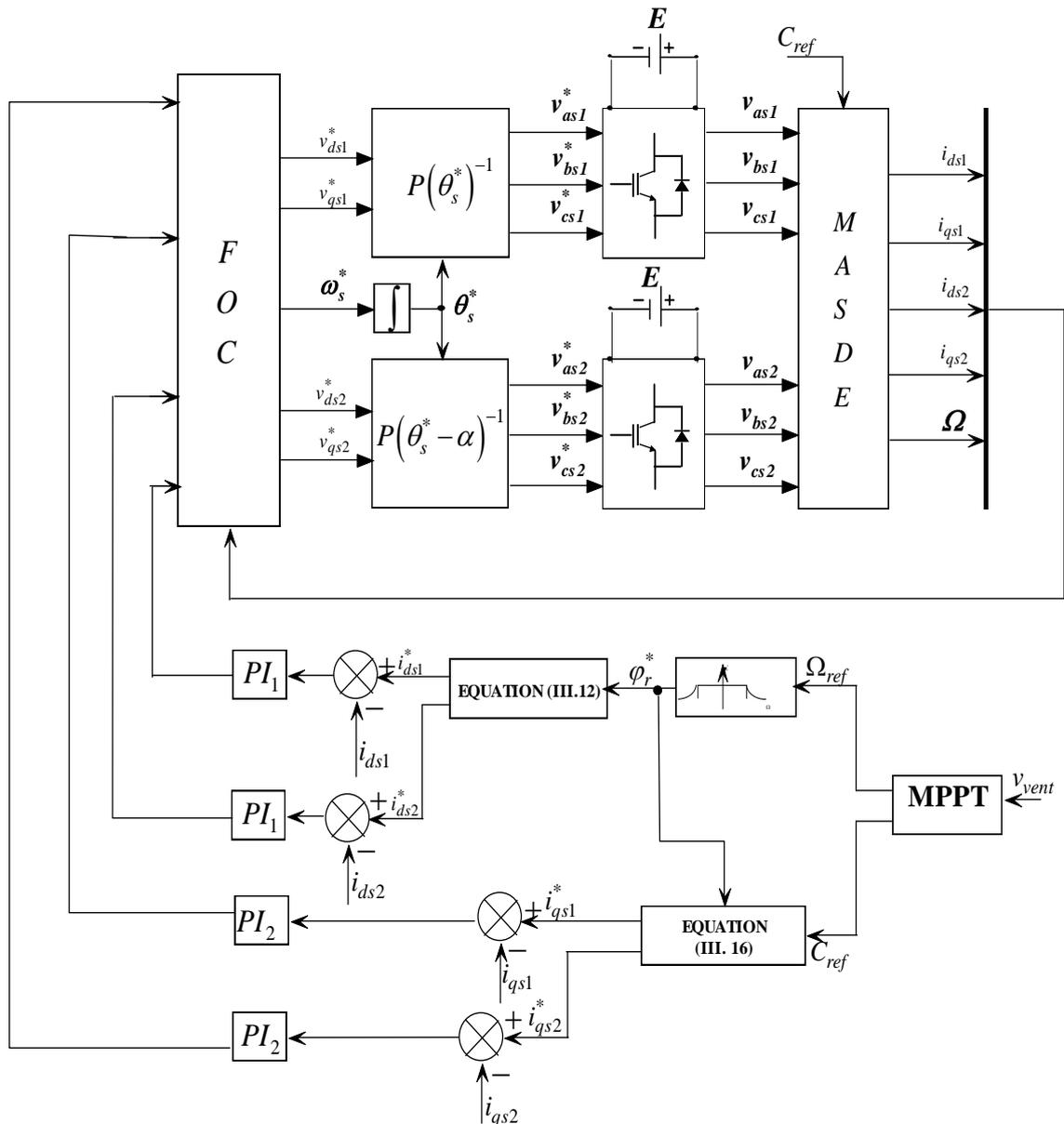


Fig. III.9. Représentation schématique du bloc de

### III.6.3 Connexion au réseau

#### III.6.3.1 Description de la chaîne de production

Le générateur éolien est constitué d'une turbine à vitesse variable, d'une machine asynchrone double étoile, des convertisseurs statiques suivis d'un filtre de raccordement au réseau électrique.

L'éolienne d'une puissance de 1.5MW est contrôlée afin d'atteindre les deux objectifs principaux : d'une part, maximiser la capture de l'énergie pour des vents faible et d'autre part, limitée la puissance électrique produite pour des fort vents, sans modifier l'angle de calage. La régulation est réalisée avec deux méthodes différentes (l'algorithme MPPT classique, et l'algorithme MPPT par la logique floue), ce système est représenté par la figure III.10.

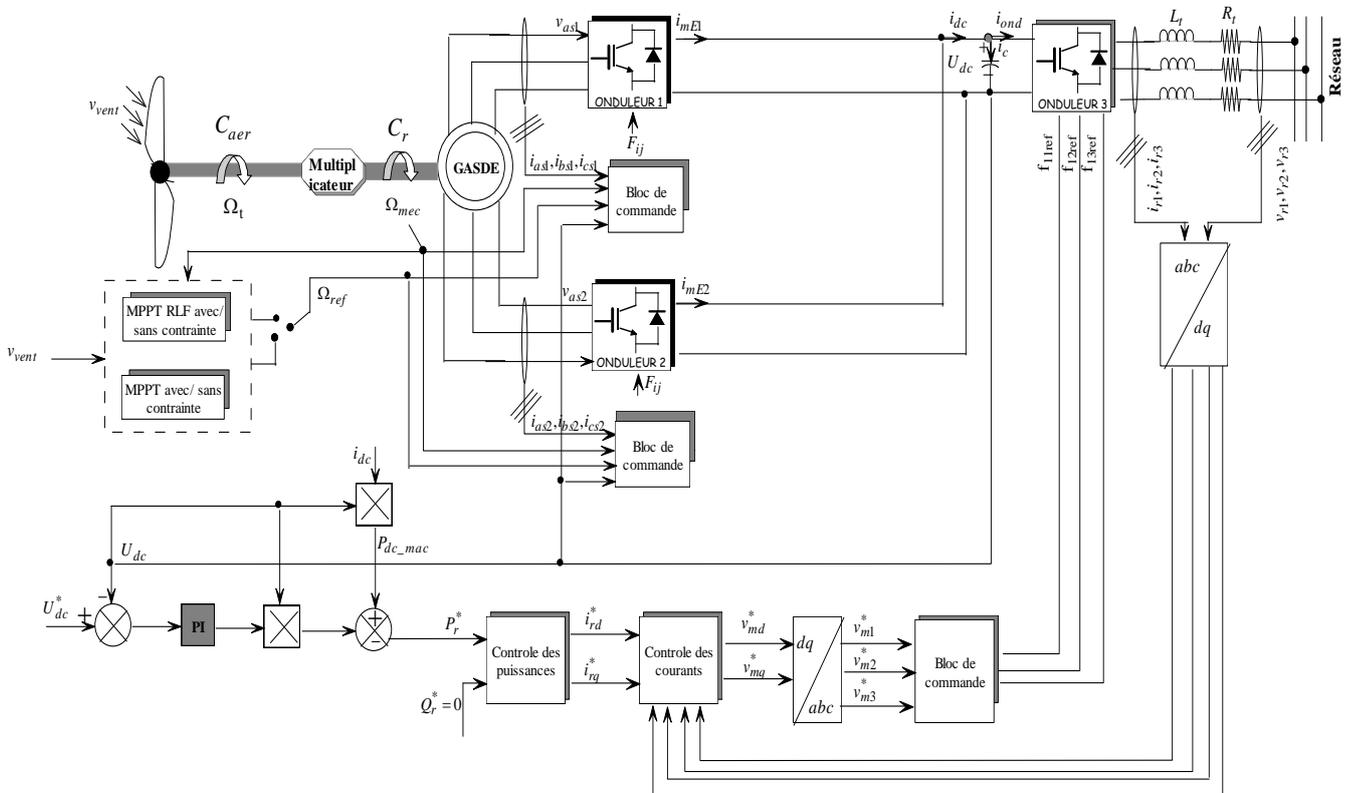


Fig. III.10. Schéma du système étudié et de sa stratégie de commande

La puissance fournie par un générateur éolien est toujours variable à cause des variations de la vitesse du vent. La puissance réactive de référence mise en jeu par l'aérogénérateur, afin d'obtenir un facteur de puissance unitaire coté réseau, est maintenue nulle et la puissance active de référence injectée au réseau correspond à la puissance aérodynamique optimale obtenue par la technique MPPT est définie comme suit :

$$P_g^* = \eta P_{mec\_opt} \quad (III.36)$$

Avec :

$$P_{mec\_opt} = C_{t\_opt} \cdot \Omega_{t\_opt} ;$$

$$\eta = 0.92.$$

Où  $\eta$  est le rendement de la machine.

### III.6.3 .2 Modélisation du circuit de filtrage

#### III.6.3 .3 Schéma de principe

Le rôle de ce circuit est de réduire le taux d'ondulations de la tension redressée. La figure III.11 représente son schéma de principe.

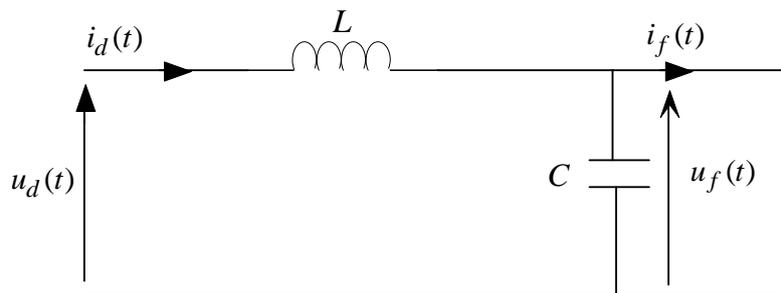


Fig. III.11. Circuit de filtrage de la tension redressée

On peut modéliser ce circuit par les équations suivantes :

$$\frac{di_d(t)}{dt} = \frac{1}{L} (u_d(t) - u_f(t)) \quad (III.37)$$

$$\frac{du_f(t)}{dt} = \frac{1}{C} (i_d(t) - i_f(t)) \quad (III.38)$$

Où :

$u_d(t)$  : Tension redressée ;

$u_f(t)$  : Tension filtrée appliquée à l'onduleur.

La forme discrétisée des équations du filtre est commode pour une simulation numérique [Kou02], elle est donnée par:

$$i_d(t + \Delta t) = \frac{\Delta t}{L} (u_d(t) - u_f(t)) + i_d(t) \quad (\text{III.39})$$

$$u_f(t + \Delta t) = \frac{\Delta t}{C} (i_d(t) - i_f(t)) + u_f(t) \quad (\text{III.40})$$

L'expression de la fonction de transfert de ce filtre est la suivante :

$$F_t(s) = \frac{u_f(s)}{u_d(s)} = \frac{1}{1 + (\sqrt{LC}s)^2}$$

Où :  $s$  est l'opérateur de Laplace.

Cette fonction est du deuxième ordre, sa fréquence de coupure étant :

$$f_c = \frac{1}{2\pi} \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

Pour dimensionner le filtre, il suffit de choisir la fréquence de coupure suffisamment inférieure à la fréquence de la première harmonique de  $u_d(t)$ .

#### III.6.3.4 Calcul de la tension du bus continu

Pour déterminer la valeur du bus continu nécessaire pour transiter une puissance donnée, on utilise les équations suivantes qui sont développées dans l'Annexe A : [Aim04]

$$\alpha = \sqrt{\frac{P_{max} * X^2}{9 * E^4} + 1} \quad (\text{III.41})$$

$$u_{dc} = \alpha * E * 2\sqrt{2} \quad (\text{III.42})$$

La puissance nominale  $P_{nom} = 1.5MW$  est considérée pour une valeur de la tension simple efficace du réseau de  $E = 400V$ , l'impédance de la self de lissage de  $1mH$ , à comme valeur  $X = 0.314\Omega$ .

D'après les calculs faits, on trouve :

$$\alpha = 1.00005;$$

$$u_{dc} = 1131V.$$

### III.6.3.5 Régulation de la tension du bus continu

Le bus continu est composé d'une capacité, qui a pour but le lissage de la tension. L'évolution de la tension du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant capacitif :

$$\frac{du_{dc}}{dt} = \frac{1}{c_{dc}}(i_{dc} - i_{ond}) \quad (III.43)$$

$$i_c = i_{dc} - i_{ond} \quad (III.44)$$

Avec :

$$i_{ond} = f_{11}i_{g1} + f_{12}i_{g2} + f_{13}i_{g3}$$

$$i_{dc} = i_{mE1} + i_{mE2}$$

$$i_{mE1} = f_{11}i_{as1} + f_{12}i_{bs1} + f_{13}i_{cs1}$$

$$i_{mE2} = f_{21}i_{as2} + f_{22}i_{bs2} + f_{23}i_{cs2}$$

D'après l'équation (III.43) on détermine le courant  $i_{ond}^*$  de référence :

$$i_{ond}^* = i_{dc} - PI(s)(U_{dc}^* - U_{dc}) \quad (III.45)$$

La puissance active est donnée par l'expression suivante :

$$P_{dc} = U_{dc}i_{dc} \quad (III.46)$$

### III.6.4 Contrôle de l'onduleur coté réseau électrique

Le but de cet onduleur est d'assurer le bon fonctionnement de l'électronique de puissance, en régulant le bus continu à une valeur suffisamment élevée.

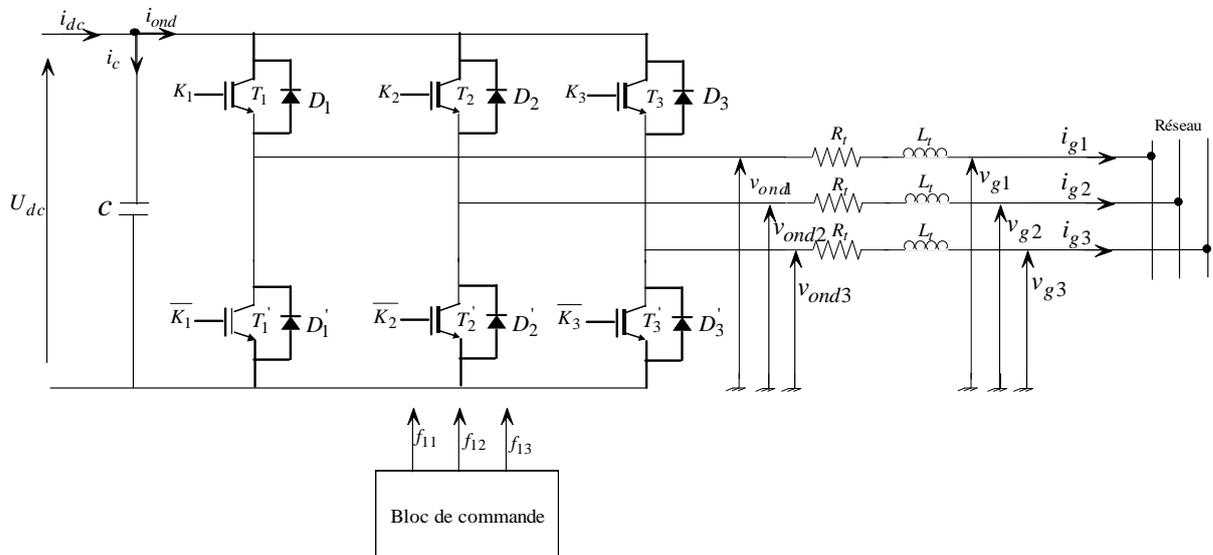


Fig. III.12. Représentation schématique de l'onduleur côté réseau électrique

### III.6.4.1 Régulation des courants

$$\begin{cases} v_{g1} = V_m \sin(\omega_s t) \\ v_{g2} = V_m \sin\left(\omega_s t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_{g3} = V_m \sin\left(\omega_s t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (\text{III.47})$$

Avec :

$$\omega_s = 2\pi f_s ;$$

$$V_m = \sqrt{2}V_{eff}.$$

$$\begin{cases} v_{ond1} = v_{t1} + v_{g1} \\ v_{ond2} = v_{t2} + v_{g2} \\ v_{ond3} = v_{t3} + v_{g3} \end{cases} \quad (\text{III.48})$$

Où :

$$\begin{cases} v_{t1} = R_t i_{g1} + L_t \frac{di_{g1}}{dt} \\ v_{t2} = R_t i_{g2} + L_t \frac{di_{g2}}{dt} \\ v_{t3} = R_t i_{g3} + L_t \frac{di_{g3}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.49})$$

On considère un système de tensions triphasé équilibré, par conséquent on trouve :

$$i_{g1} + i_{g2} + i_{g3} = 0 \quad (\text{III.50})$$

D'où :

$$i_{g3} = -(i_{g1} + i_{g2}) \quad (\text{III.51})$$

### III.6.4.2 Modélisation dans le repère de Park

$$\begin{bmatrix} v_{d\_ond} \\ v_{q\_ond} \\ v_{o\_ond} \end{bmatrix} = P[\theta_s]^{-1} \begin{bmatrix} v_{ond1} \\ v_{ond2} \\ v_{ond3} \end{bmatrix} \quad (\text{III.52})$$

$$\begin{bmatrix} v_{dg} \\ v_{qg} \\ v_{og} \end{bmatrix} = P[\theta_s]^{-1} \begin{bmatrix} v_{g1} \\ v_{g2} \\ v_{g3} \end{bmatrix} \quad (\text{III.53})$$

$$\begin{cases} v_{d\_ond} = v_{dg} + R_t i_{dg} - L_t s i_{dg} - L_t \omega_s i_{qg} \\ v_{q\_ond} = v_{qg} + R_t i_{qg} - L_t s i_{qg} + L_t \omega_s i_{dg} \end{cases} \quad (\text{III.54})$$

D'où :

$$\begin{cases} i_{dg} = \frac{1}{(R_t + L_t s)} (v_{d\_ond} - v_{dg} - L_t \omega_s i_{qg}) \\ i_{qg} = \frac{1}{(R_t + L_t s)} (v_{q\_ond} - v_{qg} + L_t \omega_s i_{dg}) \end{cases} \quad (\text{III.55})$$

Les tensions modulées sont obtenues à partir de la tension du bus continu et des fonctions de conversion selon :

$$\begin{cases} U_{m13} = m_1 U_{dc} \\ U_{m23} = m_2 U_{dc} \end{cases} \quad (\text{III.56})$$

Avec :

$$m_1 = f_{11} - f_{13}$$

$$m_2 = f_{12} - f_{13}$$

$m_1$  et  $m_2$  : Fonctions de conversion.

Les tensions simples modulées peuvent être exprimées comme suit :

$$\begin{cases} v_{ond1} = \frac{2}{3} U_{m13} - \frac{1}{3} U_{m23} \\ v_{ond2} = \frac{1}{3} U_{m23} - \frac{2}{3} U_{m13} \end{cases} \quad (\text{III.57})$$

Les courants modulés sont obtenus à partir des courants du filtre et des fonctions du convertisseur selon :

$$i_{ond} = m_1 i_{g1} + m_2 i_{g2} \quad (\text{III.58})$$

Les tensions simples de références pour le réseau exprimées dans le repère de Park sont données par les relations suivantes :

$$\begin{cases} v_{d\_ond}^* = v_{dg}^* + v_{dg} - \omega_s L_t i_{qg} \\ v_{q\_ond}^* = v_{qg}^* + v_{qg} + \omega_s L_t i_{dg} \end{cases} \quad (\text{III.59})$$

Avec :

$$\begin{cases} v_{dg}^* = PI(s)(i_{dg}^* - i_{dg}) \\ v_{qg}^* = PI(s)(i_{qg}^* - i_{qg}) \end{cases} \quad (\text{III.60})$$

### III.6.4.3 Calcul des courants de références

$$\begin{cases} P_g^* = v_{dg} i_{dg}^* + v_{qg} i_{qg}^* \\ Q_g^* = v_{qg} i_{dg}^* - v_{dg} i_{qg}^* \end{cases} \quad (\text{III.61})$$

La puissance réactive de référence est imposée nulle, le facteur de puissance coté réseau électrique est unitaire.

$$Q_g^* = 0 \tag{III.62}$$

La puissance active de référence injectée au réseau électrique est donnée par la relation suivante :

$$P_g^* = U_{dc} i_{dc} - U_{dc} i_c^* \tag{III.63}$$

Avec :

$$i_c^* = PI(s)(U_{dc}^* - U_{dc})$$

D'après l'équation (III.61) on calcul les courants de référence du réseau électrique, exprimés dans le référentiel de Park :

$$\begin{cases} i_{dg}^* = \frac{P_g^* v_{dg} + Q_g^* v_{qg}}{v_{dg}^2 + v_{qg}^2} \\ i_{qg}^* = \frac{P_g^* v_{qg} - Q_g^* v_{dg}}{v_{dg}^2 + v_{qg}^2} \end{cases} \tag{III.64}$$

### III.6.5 Schéma bloc du contrôle des courants

Le schéma de contrôle des courants est donné par la figure III.13

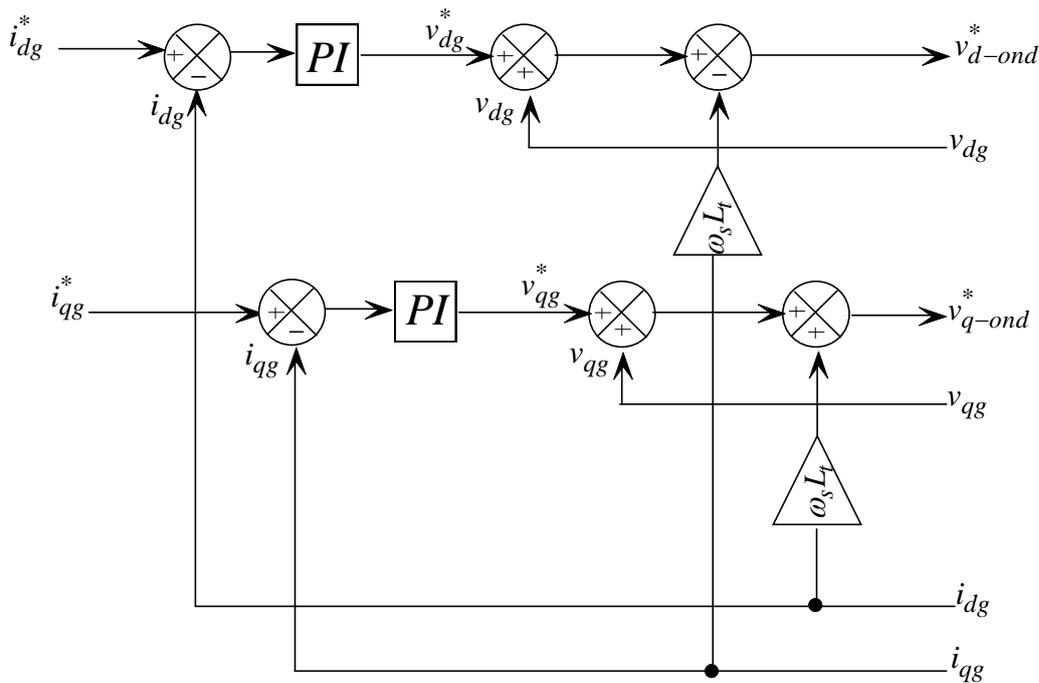


Fig. III.13. Représentation schématique du bloc de contrôle des courants

### **III.7 Simulation et interprétation des résultats**

Les résultats des différentes simulations de la chaîne de conversion réalisées sous l'environnement Matlab/Simulink, ont permis d'évaluer les performances du système proposé dont les paramètres sont donnés dans l'annexe B.

La méthode utilisée est celle de l'algorithme MPPT avec contraintes dans le but de limiter la puissance pour des vitesses supérieures à la vitesse de la turbine, et cela en agissant sur la commande de la génératrice et de maximiser cette dernière dont le cas où les vitesses de la turbine sont inférieures à la vitesse nominale du vent.

Les tensions du bus continu  $U_{dc}$  et  $U_{dc}^*$  de la figure III.14 sont écrêtées à une valeur de 1130V pour une puissance nominale de 1.5MW. La puissance active au niveau du bus continu est illustrée sur la figure III.15. Le coefficient de puissance diminue durant les phases de limitation de puissance figure III.16, ce qui correspond dans ce cas à une augmentation de vitesse spécifique figure III.17.

La figure III.18 représente l'allure du profil du vent imposé aléatoirement, on peut remarquer que la vitesse de rotation suit parfaitement sa référence, qui est variable selon le profil du vent imposé figure III.19. Les allures du couple de référence issu de l'algorithme MPPT et du couple électromagnétique de la génératrice sont illustrées par la figure III.20, on remarque que ce dernier suit sa référence comme on constate aussi que l'augmentation de la vitesse de rotation dans la zone où la puissance est limitée occasionne une diminution du couple électromagnétique.

Pour des vitesses du vent inférieures à la vitesse nominale, la technique MPPT assure l'optimisation de la puissance active et la limitation à sa valeur nominale (1.5MW), lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale de la turbine et qu'elle fluctue selon la dynamique du vent, figure III.19, 21.

Les composantes des flux rotoriques de la MASDE sur l'axe direct et quadratique sont illustrées sur la figure III.23 ; Le flux rotorique sur l'axe en quadrature est nul, cela justifie la commande à flux rotorique orienté.

Du côté de la machine les tensions d'une phase ainsi que les courants des deux étoiles sont représentés sur les figures III.24a, b, c, d, le contrôle par les régulateurs

à hystérésis a permis d'avoir des courants de forme sinusoïdale. Les figures III.24e,f représentent les courants statoriques des deux étoiles, on remarque que la 2<sup>ème</sup> étoile est décalée d'un angle électrique  $\alpha=30^\circ$  par rapport à la 1<sup>ère</sup> étoile.

La tension d'une phase raccordée au réseau ainsi que le courant sont illustrés sur les figures III.25a, b ; la fréquence du réseau électrique est de 50Hz. On a montré que la tension est imposée par le réseau et l'amplitude du courant injecté au réseau est imposée par la commande, on a indiqué aussi sur deux périodes que l'onde de tension du réseau et celle du courant de ce dernier sont en opposition de phase ceci justifié que l'écoulement de puissance est toujours de l'aérogénérateur vers le réseau électrique figure III.25.b. Pour maintenir le facteur de puissance du côté réseau unitaire la puissance réactive de référence  $Q_r^*$  est fixée à une valeur nulle. La figure III.25.c représente les puissances active et réactive fournies au réseau électrique, on constate que la puissance active suit sa référence et la puissance réactive est nulle selon sa consigne imposée (une puissance négative représente une puissance générée).

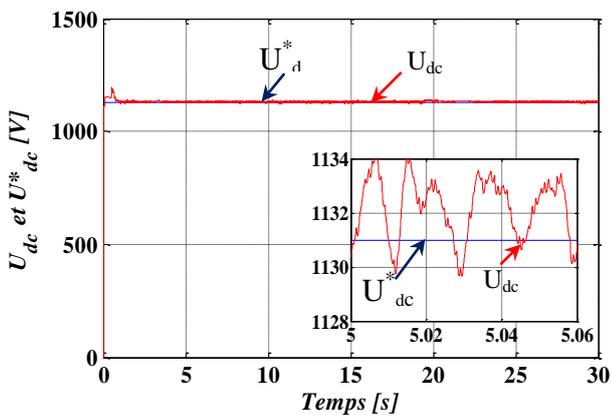


Fig.III.14. Tension du bus continu et sa référence

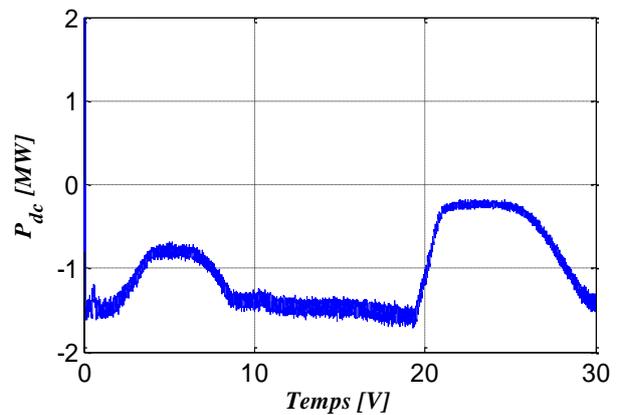


Fig.III.15. Puissances du bus continu

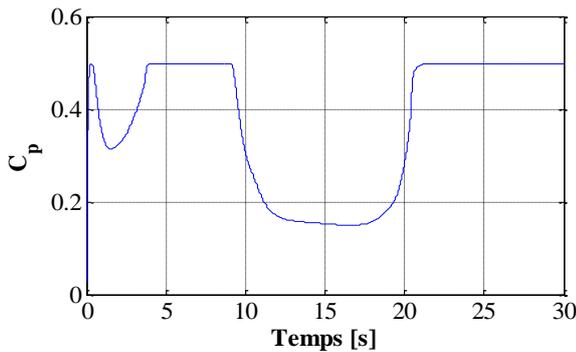


Fig. III.16. Allure du coefficient de puissance

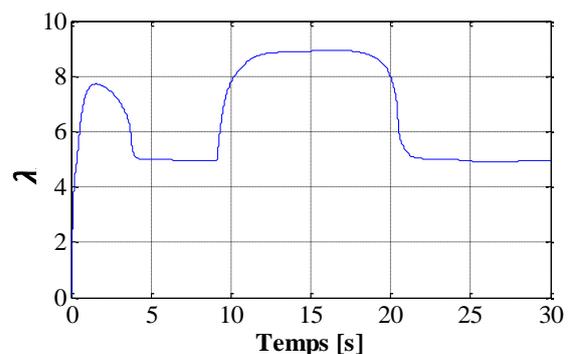


Fig. III.17. Allure de la vitesse spécifique

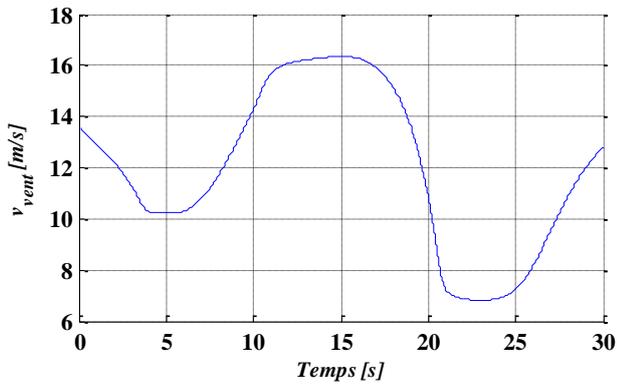


Fig.III.18. Vitesse du vent

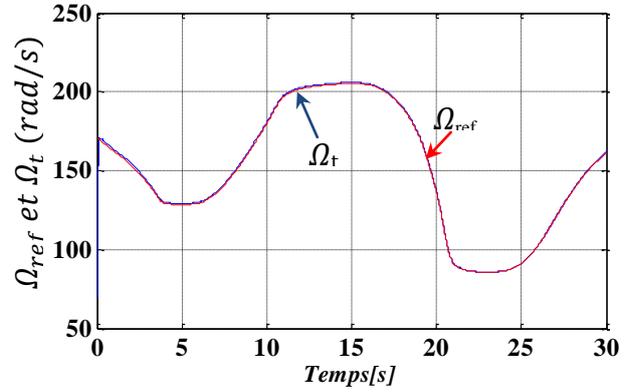


Fig.III.19. Vitesse de la GASDE et sa référence

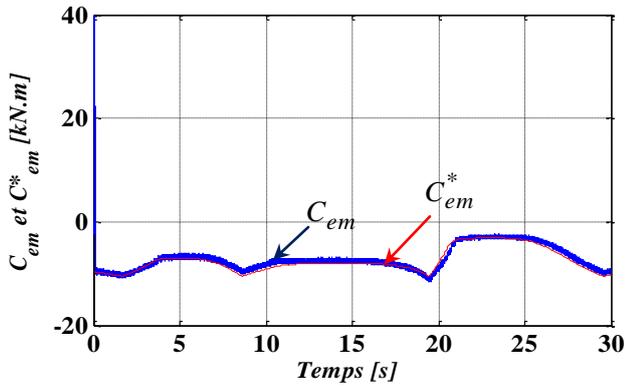


Fig.III.20. Couple électromagnétique et sa référence

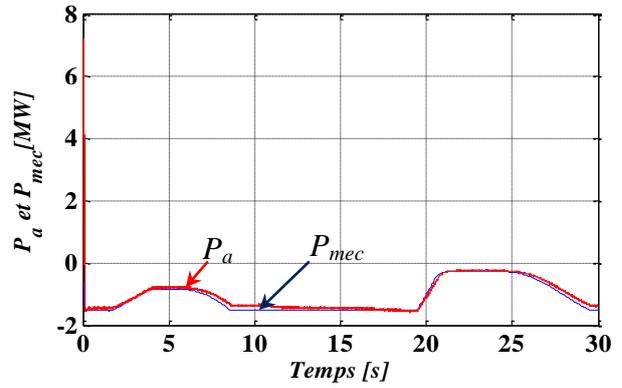


Fig.III.21. Puissances active et mécanique

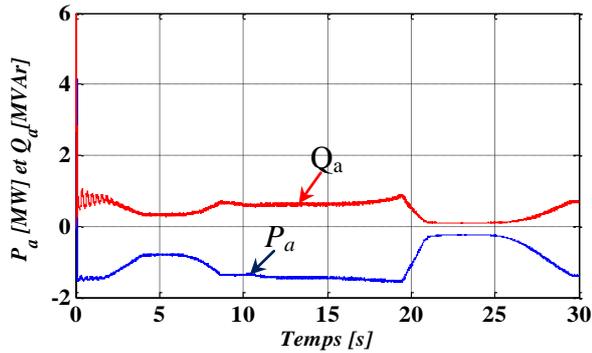


Fig.III.22. Puissance active et réactive de la GASDE

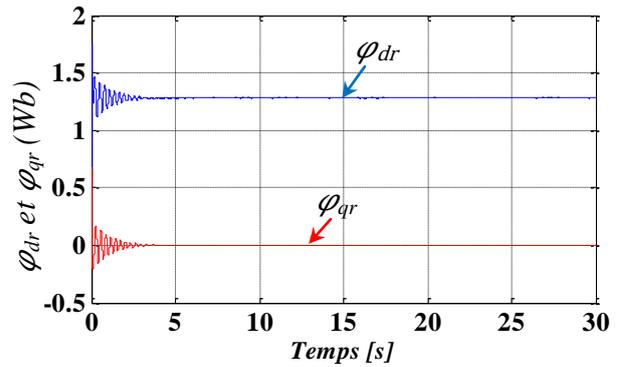
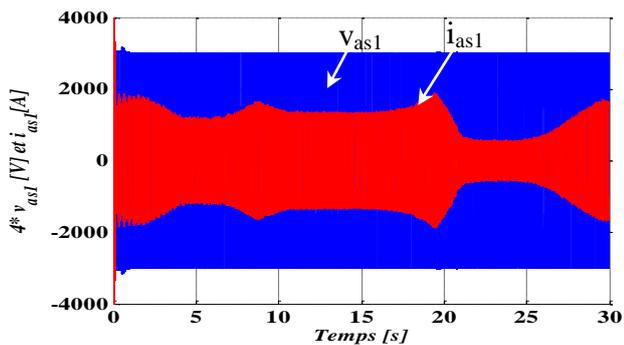
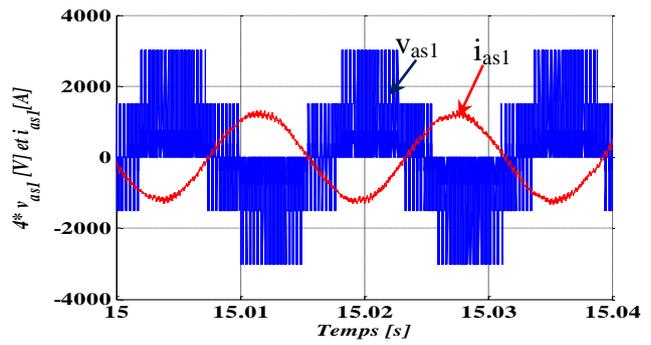


Fig.III.23. Flux rotorique direct et quadratique



(a)



(b)

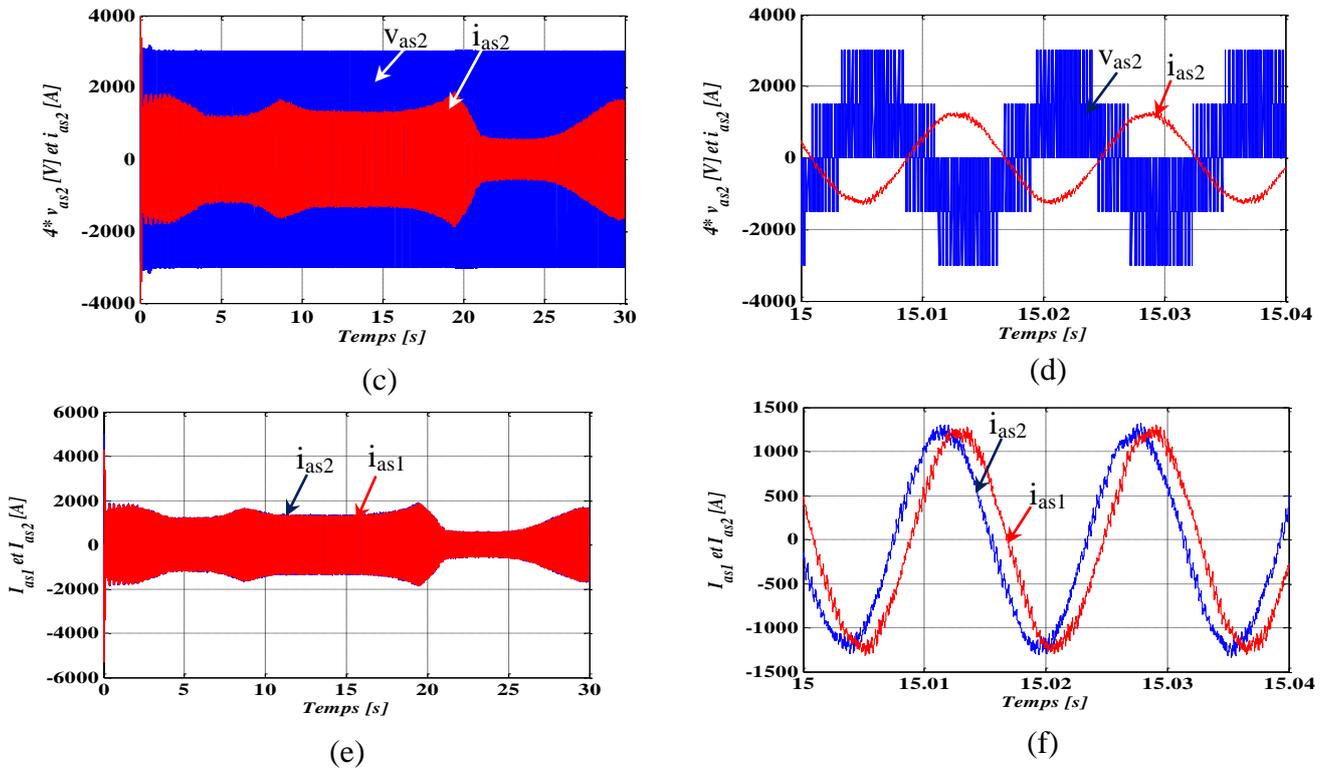


Fig .III.24. Evolution des caractéristiques des tensions, courants de la GASDE  
 a, b. Tension et courant statorique pour l'étoile 1 ; c, b. Tension et courant statorique pour l'étoile2 ;  
 e, f. Courant statorique pour les deux étoiles (1,2) ;

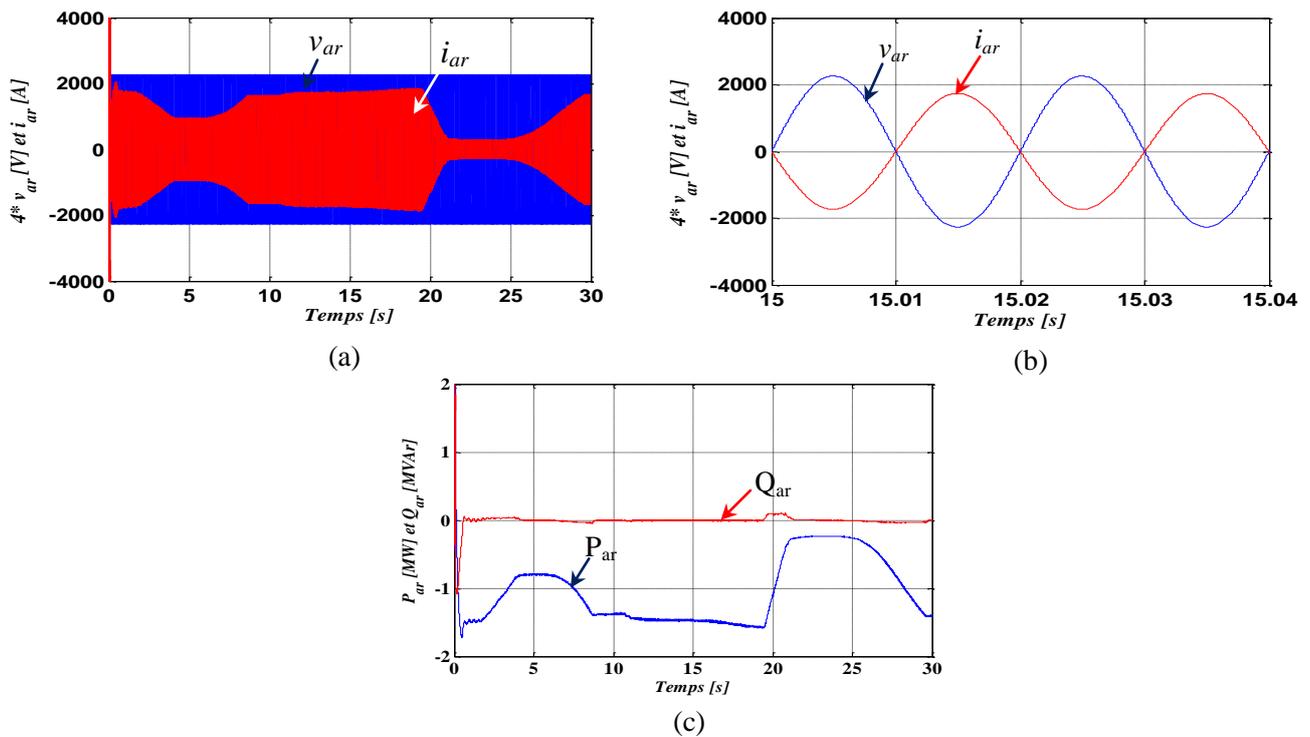


Fig.III.25. Evolution des caractéristiques de tension, courant ainsi que les puissances active et réactive :  
 a. Tension et courant du réseau électrique ; b. Tension et courant du réseau sur deux périodes ;  
 c. Puissances active et réactive coté réseau électrique.

## **III.8 Maximisation de puissance en utilisant la méthode MPPT floue**

### **III.8.1 Introduction**

La pensée humaine, superposition d'intuition et de rigueur, c'est-à-dire, d'une prise en compte globale ou parallèle (nécessairement floue) et d'une prise en compte logique ou séquentielle (nécessairement formelle), est un mécanisme flou [Kau73]. Le caractère flou de la pensée humaine est illustré par sa capacité de résumer les informations pour extraire à partir des collections de masses de données stockées dans la mémoire, les sous-collections et seulement celles qui ont un rapport avec la tâche considérée. Et par nature, un résumé est une approximation de ce qu'il résume. Pour plusieurs cas, une caractérisation très approximative d'une collection de données est suffisante. Car la plupart des tâches réalisées par l'être humain n'exigent pas un degré très élevé de précision dans leur exécution [Zad88].

Une imitation de ces aspects qualitatifs et approximatifs de la pensée humaine a donné naissance à un autre type de systèmes de commande très puissants, en particulier quand le système à commander est mal défini et/ou en présence des opérateurs humains expérimentés qui peuvent fournir des règles de commande en termes de citations vagues et floues. L'idée de commande floue a été proposée dans des notes publiées par Zadeh en 1968 et 1972 et a été pionnée par Mamdani et Assilian en 1974 [Mam74].

### **III.8.2 Avantages et inconvénients de la commande floue**

#### **III.8.2.1 Avantages**

1. La théorie est simple et s'applique à des systèmes complexes ;
2. Pas de modèles mathématiques requis du procédé à asservir ;
3. Robustesse de la commande floue vis à vis des incertitudes ;
4. Possibilités de commande auto-adaptative aux variations du procédé.

#### **III.8.2.2 Inconvénients**

1. Technique de réglage essentiellement empirique ;
2. Performances dépendent de l'expertise ;

3. Il n'existe pas de théorie générale qui caractérise rigoureusement la stabilité, la robustesse (difficultés de certification dans le transport, espace, ...).

### **III.8.3 Contrôle par la logique floue**

Le contrôle par la logique floue est en pleine expansion. En effet, cette méthode permet d'obtenir une loi de réglage souvent très efficace sans devoir faire des modélisations approfondies. Par opposition à un régulateur standard ou à un régulateur à contre-réaction d'état, le régulateur par logique floue ne traite pas une relation mathématique bien définie, mais utilise des inférences avec plusieurs règles, se basant sur des variables linguistiques. Par des inférences avec plusieurs règles, il est possible de tenir compte des expériences acquises par les opérateurs d'un processus technique [Cao97].

Généralement le traitement d'un problème par la logique floue se fait en trois étapes:

- La quantification floue des entrées, appelée aussi la Fuzzification. Elle permet la conversion des variables des entrées qui sont des grandeurs physiques, en grandeurs floues, ou variables linguistiques ;
- L'établissement des règles liant les sorties aux entrées, appelé l'inférence floue ;
- La Défuzzification qui est l'opération inverse de la fuzzification. Elle consiste à transformer les variables linguistiques en variables réelles ou numériques.

Le schéma bloc d'un contrôleur flou est illustré par la figure III.26, il constitue trois blocs : fuzzification, inférence et défuzzification [Pas98].

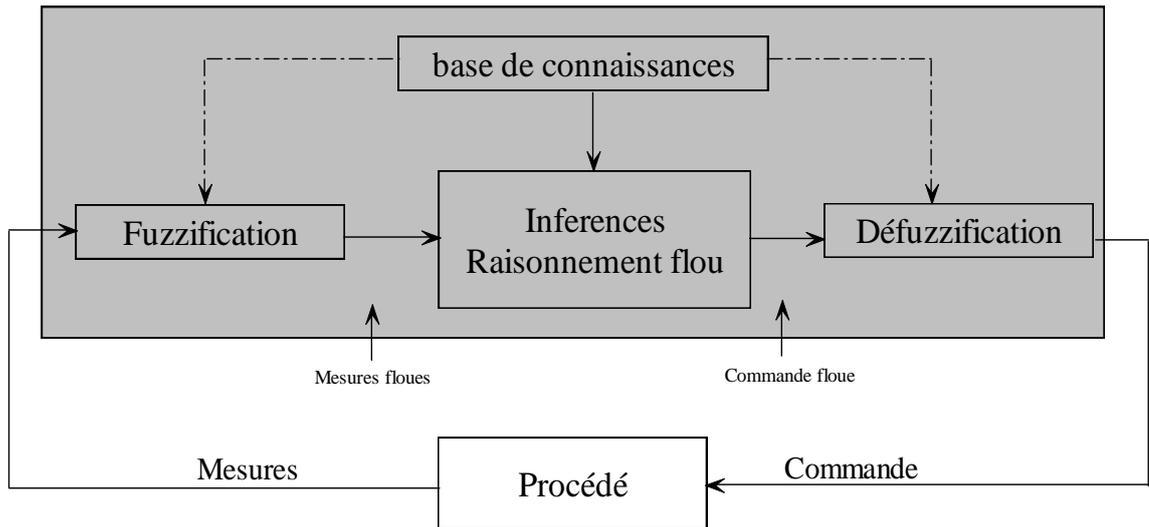


Fig. III.26. Schéma générale d'un contrôleur flou

Le régulateur de la logique floue est composé de trois modules :

1. La fuzzification des entrées et sorties ;
2. L'inférence floue selon une base de règle ;
3. La défuzzification des sorties.

#### III.8.4 MPPT par la logique floue

En l'absence de toute connaissance des caractéristiques de voilure, des règles de comportement à tenir afin de converger vers le point optimal, sont relativement simples à établir. Ces règles basées sur la variation de la puissance éolienne mesurée au bus continu ( $\Delta P_{\acute{e}ol}$ ), et de la vitesse de rotation de la turbine ( $\Delta \Omega_t$ ).

A chaque vitesse de vent, il faut que le système trouve la puissance maximale, ce qui correspond à la recherche de la vitesse de rotation optimale.

A partir de l'existence des règles linguistiques, le régulateur par la logique flou (RLF) fonctionne de la même manière que le régulateur classique.

Le schéma de principe pour l'optimisation de la puissance par la logique floue est montré sur la figure III.27.

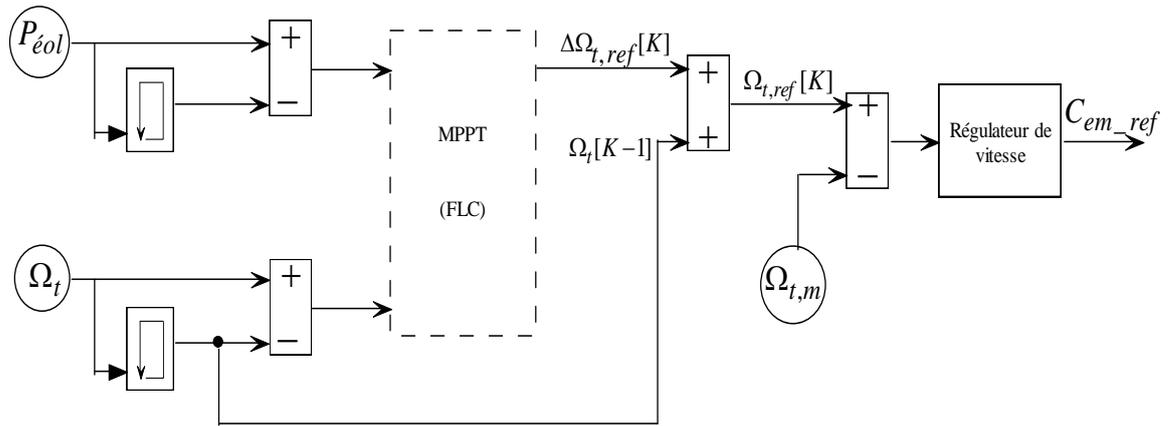


Fig. III.27. Structure du contrôleur MPPT flou appliqué au système éolien (FLC)

Le dispositif MPPT à base de mesure de changement de puissance électrique ( $\Delta P_{éol}$ ) et de vitesse de rotation ( $\Delta \Omega_t$ ) propose un changement ( $\Delta \Omega_{t,ref}$ ) de la consigne de vitesse de rotation de l'éolienne ( $\Omega_{t,ref}$ ) selon les équations (III.65), (III.66) et (III.67) :

$$\Delta P_{éol} = P_{éol}[K] - P_{éol}[K - 1] \quad (III.65)$$

$$\Delta \Omega_t = \Omega_t[K] - \Omega_t[K - 1] \quad (III.66)$$

$$\Omega_{t,ref}[K] = \Omega_t[K - 1] + \Delta \Omega_{t,ref}[K] \quad (III.67)$$

La figure III.28 donne un exemple d'une recherche dans le plan puissance-vitesse de rotation, pour une vitesse du vent non constante.

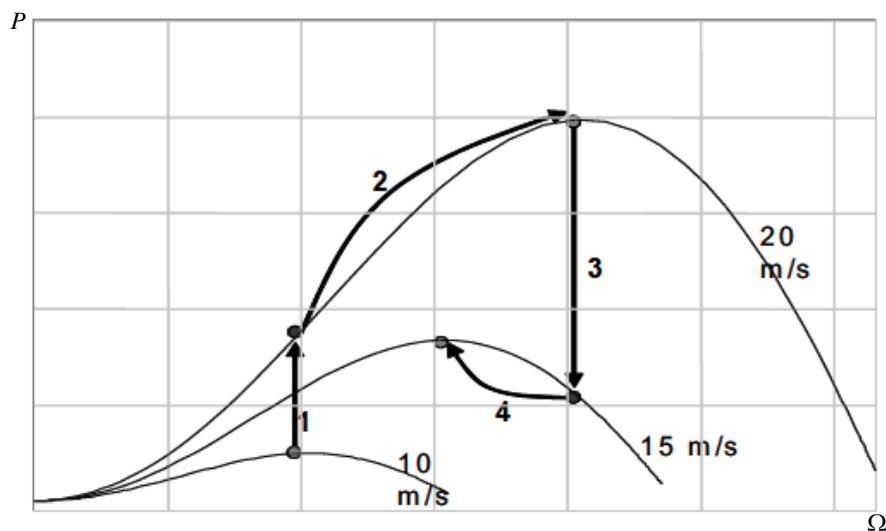


Fig. III.28. Principe de fonctionnement de MPPT à vitesse de vent non constante

La vitesse de la turbine éolienne est régulée de manière à suivre la vitesse de référence ( $\Omega_{t,ref}$ ) obtenue à la sortie du contrôleur flou, la sortie du régulateur de vitesse détermine la référence du couple électromagnétique de la machine.

### **III.8.4.1 Fuzzification**

Cette étape s'occupe de la transformation des valeurs numériques aux entrées en valeurs floues ou variables linguistiques. Les variables d'entrées qui sont l'erreur de vitesse et sa variation sont soumises à une opération de fuzzification et par conséquent converties à des ensembles flous. L'univers de discours normalisé de chaque variable du régulateur (l'erreur, sa variation et la variation de la commande) est subdivisé en sept ensembles flous. Ceux-ci sont caractérisés par les désignations standards suivantes :

- Grand négatif noté **GN** ;
- Moyen négative noté **MN** ;
- Petit négatif noté **PN** ;
- Zéro noté **Z** ;
- Petit positif noté **PP** ;
- Moyen positive noté **MP** ;
- Grand positif noté **GP**.

Les ensembles flous des variables d'entrées et les fonctions d'appartenance sont à définir en premier lieu. Dans notre étude les variations d'entrées floues sont respectivement : la variation de la puissance ( $\Delta P_{éol}$ ) et la variation de la vitesse ( $\Delta \Omega_t$ ).

Pour les fonctions d'appartenance, on a choisi pour chaque variable les formes triangulaires et trapézoïdales.

#### **III.8.4.1.1 Fonction triangulaire**

L'allure de cette fonction est définie par trois paramètres {a, b, c} avec :

$$\mu(x) = \max \left( \min \left( \frac{x-a}{b-a}, \frac{c-x}{c-b} \right), 0 \right) \quad (\text{III.68})$$

### III.8.4.1.2 Fonction trapézoïdale

Elle est définie par quatre paramètres  $\{a, b, c, d\}$ .

Avec :

$$\mu(x) = \max \left( \min \left( \frac{x-a}{b-a}, 1, \frac{d-x}{d-c} \right), 0 \right) \quad (\text{III.69})$$

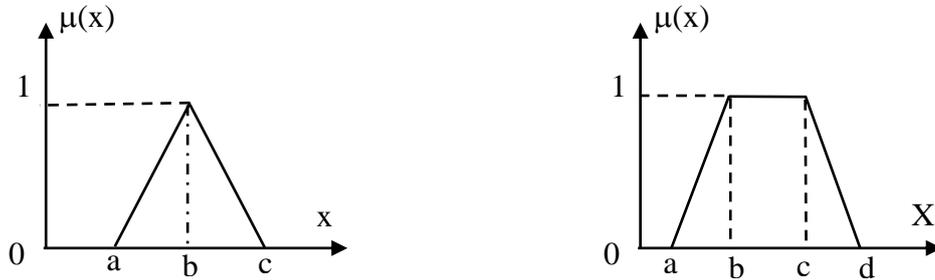


Fig. III.29. Fonction d'appartenance triangulaire et trapézoïdale

Dans ce cas, la détermination du degré d'appartenance est réalisée à l'aide de la relation suivante (comme le montre la figure III.29) :

$$\mu(x) = \max \left[ \min \left( \frac{x-x_1}{x_2-x_1}, \frac{x_3-x}{x_3-x_2} \right), 0 \right] \quad (\text{III.70})$$

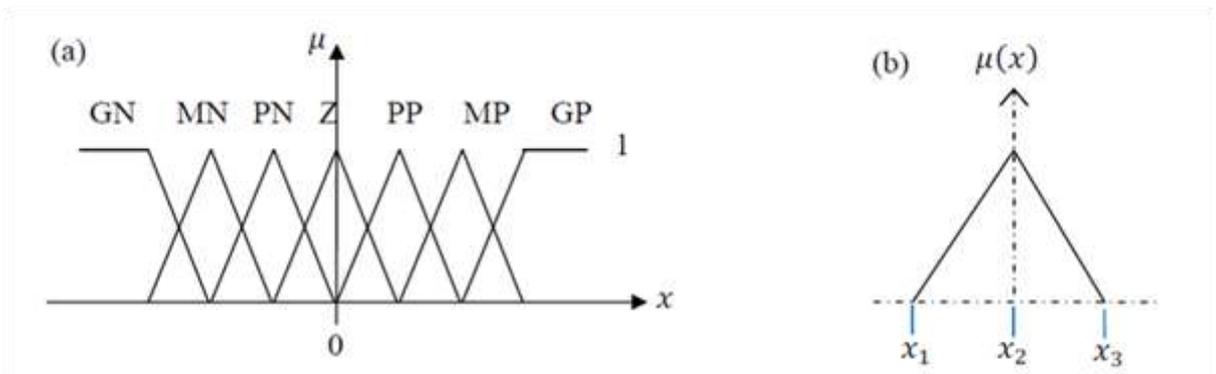


Fig. III.30. Fonctions d'appartenance de  $(\Delta P_{éol})$ ,  $(\Delta \Omega_t)$

La variable  $x$  peut être la différence de puissance ou de vitesse entre deux itération ( $x = \Delta P$  ou  $x = \Delta \Omega$ ).

### III.8.4.2 Base des règles et interface floue

La base des règles représente la stratégie de commande et le but désiré par le biais des règles de commande linguistiques [Cao97].

A partir de l'étude du comportement du système, nous pouvons établir les règles de commande, qui relient la sortie avec les entrées. Comme nous l'avons mentionné, chacune des deux entrées linguistiques du contrôleur flou possède sept ensembles flous, ce qui donne un ensemble de quarante-neuf règles. Celles-ci peuvent être représentées par la matrice d'inférence suivante :

Tab. III.1. Matrice d'inférence des règles floues

$\Delta P \backslash \Delta \Omega$	GN	MN	PN	ZE	PP	MP	GP
GN	GP	GP	MP	ZE	MN	GN	GN
MN	GP	MP	PP	ZE	PN	MN	GN
PN	MP	PP	PP	ZE	PN	PN	MN
ZE	GN	MN	PN	ZE	PP	MP	GP
PP	MN	PN	PN	ZE	PP	PP	MP
MP	GN	MN	PN	ZE	PP	MP	GP
GP	GN	GN	MN	ZE	MP	GP	GP

La logique de détermination de cette matrice des règles est basée sur une connaissance globale ou qualitative du fonctionnement du système. A titre d'exemple, prenons les deux règles suivantes :

*Si  $\Delta P$  est PG et  $\Delta \Omega$  est PG Alors  $\Delta \Omega_{k+1}^{ref}$  est PG*

*Si  $\Delta P$  est ZE et  $\Delta \Omega$  est ZE Alors  $\Delta \Omega_{k+1}^{ref}$  est ZE*

### III.8.4.3 Mécanisme d'inférence

La détermination du degré d'appartenance et des fonctions d'appartenance de sortie (mécanisme d'inférence) s'effectue à l'aide des opérateurs *ET* et *OU* de la logique floue qui correspondent aux opérateurs mathématiques *min* et *max*, respectivement, pour prendre en compte l'intersection ou l'union des ensembles flous  $\Delta P$  et  $\Delta \Omega$ . Ainsi, on aura [Alt08, Mir05] :

$$\mu(\Delta P \text{ ET } \Delta \Omega) = \min(\mu\Delta P, \mu\Delta \Omega) \quad (\text{III.71})$$

$$\mu(\Delta P \text{ OU } \Delta \Omega) = \max(\mu\Delta P, \mu\Delta \Omega) \quad (\text{III.72})$$

### III.8.4.4 Défuzzification

La défuzzification consiste à prendre une décision, c'est-à-dire, trouver une commande réelle à partir de la commande obtenue sous forme d'ensemble flou.

Dans les règles précédentes, on peut avoir deux valeurs de commande à un instant donné.

Lorsque la sortie floue est calculée, il faut la transformer en une valeur numérique.

Il existe plusieurs méthodes pour réaliser cette transformation. En utilisant la méthode du centre de gravité à partir de fonctions singletons ou fonctions bâtons, et à partir des fonctions d'appartenance qui représente notre valeur de sortie ( $\Delta\Omega_{ref}[k] = GN, \Delta\Omega_{ref}[k] = MN, \Delta\Omega_{ref}[k] = PN, \Delta\Omega_{ref}[k] = ZE \dots$ ), on calcule une valeur numérique pour  $\Delta\Omega_{ref}[k]$ .

Sur la figure III.31, on a :

$$\mu(\Delta\Omega_{k+1}^{ref} = PP) = 0.15, \mu(\Delta\Omega_{k+1}^{ref} = ZE) = 0.25 \text{ et } \mu(\Delta\Omega_{k+1}^{ref} = MP) = 0.65 \quad (\text{III.73})$$

On trouve :

$$\Delta\Omega_{k+1}^{ref} = \frac{0.65MP + 0.15PP + 0.25ZE}{0.65 + 0.15 + 0.25} = 0.45 \quad (\text{III.74})$$

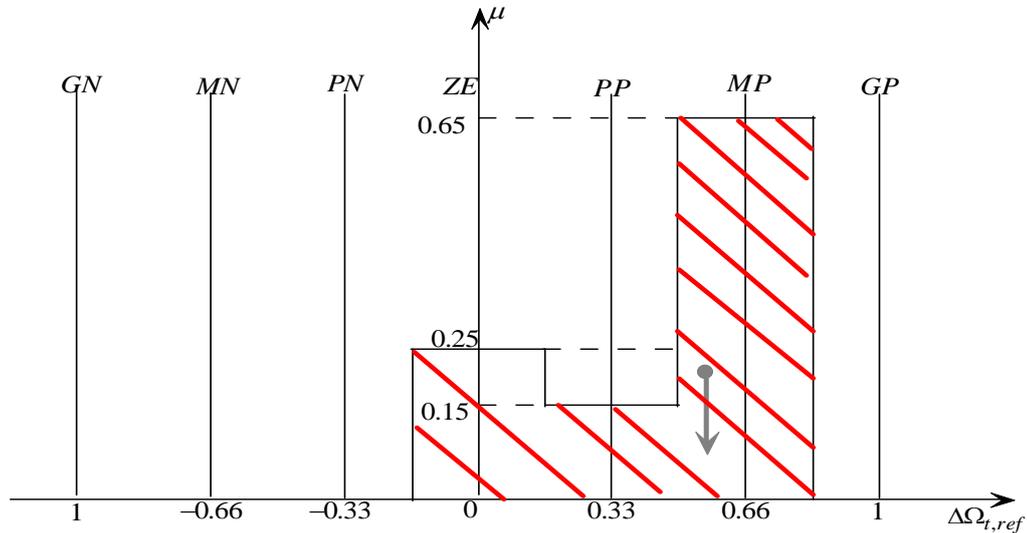


Fig. III.31. Défuzzification par la méthode de centre de gravité

Dans le cas général, on utilise l'expression suivante [Bia06, Muy09] :

$$\Delta\Omega_{k+1}^{ref} = \frac{\sum_{i=1}^{49} (\mu_i x_i)}{\sum_{i=1}^{49} \mu_i} \quad (\text{III.75})$$

### III.9 Résultats et discussion

Pour un vent variable selon l'allure présentée sur la figure III.32, les résultats de simulation obtenus pour une éolienne de 1.5MW (voir paramètre en annexe B), sont représentés sur les figures III.33, III.34, III.35, III.36, III.37, III.38 et III.39, pour des vitesses de vent inférieures à la vitesse nominale, la technique MPPT floue assure l'optimisation de la puissance captée par l'éolienne. Lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale, la boucle de régulation par la logique floue réagit pour maintenir la puissance à sa valeur nominale (1.5MW), figures III.35, III.36. Dans le cas des courants et tensions du côté de la machine (figures III.38a, b, c, d, e, f) on retrouve les mêmes résultats que ceux présentés avec la méthode de l'algorithme MPPT classique (forme sinusoïdale, amplitudes du même ordre de grandeur).

La figure III.34 montre l'évolution du couple de référence issue de la logique floue et du couple aérodynamique, on remarque la superposition des 2 courbes, ce qui reflète l'obtention de bons résultats théoriques. Comme on constate aussi une diminution du couple électromagnétique dans la zone où la puissance est limitée ce qui est dû à l'augmentation de la vitesse de rotation de la turbine. La tension et le courant d'une phase à la sortie de l'onduleur côté réseau électrique sont donnés dans les figures III.39a, b. Les signaux de commande imposés à l'onduleur sont obtenus grâce à la MLI sinus-triangle caractérisée par un indice de modulation et du coefficient de réglage égaux à 63 et 0.8 respectivement.

Enfin, les résultats obtenus par les deux méthodes (l'algorithme MPPT classique, et l'algorithme MPPT par la logique floue) sont quasi identiques.

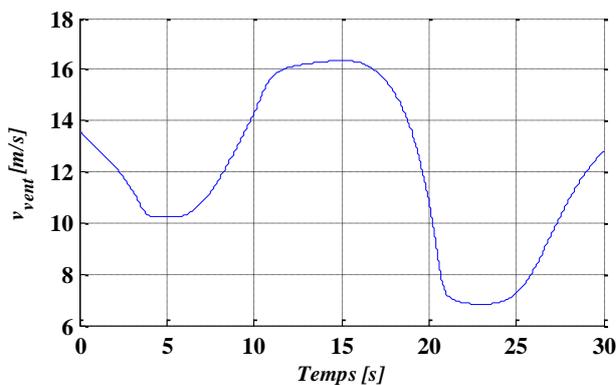


Fig.III.32. Vitesse du vent

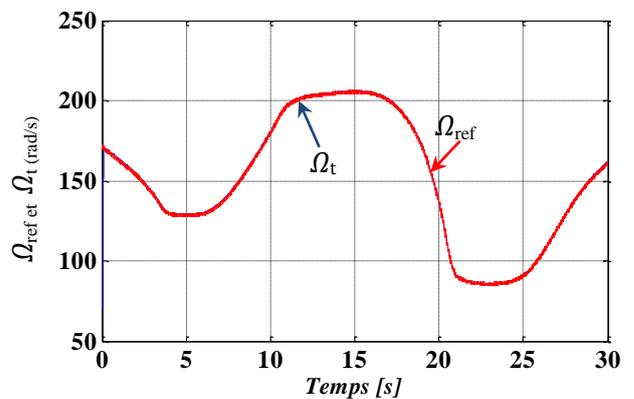


Fig III.33 Vitesse de la GASDE et sa référence

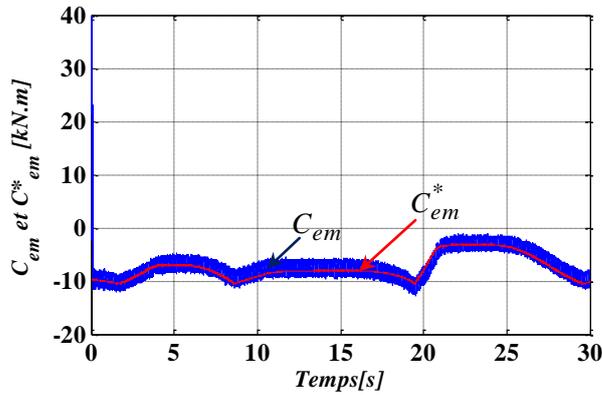


Fig. III.34. Couple électromagnétique et sa référence

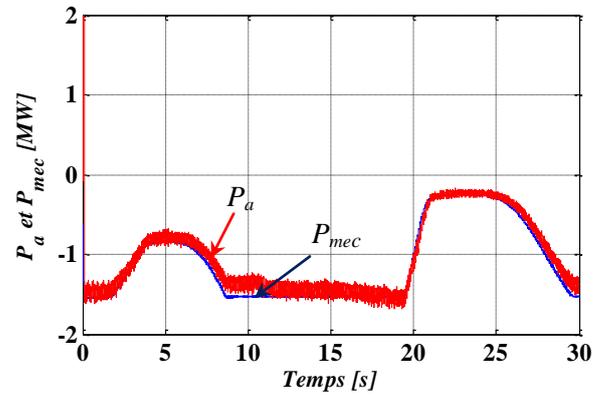


Fig. III.35. Puissances active et mécanique

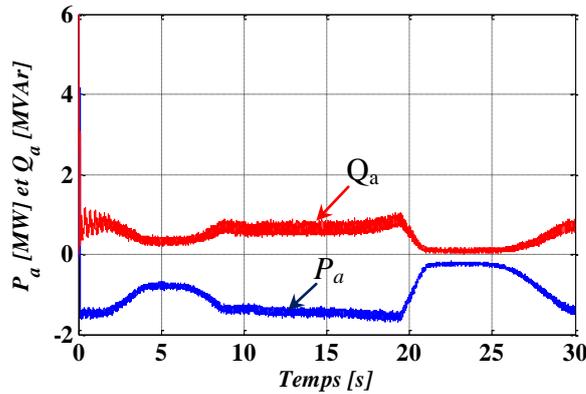


Fig. III.36. Puissances active et réactive de la GASDE

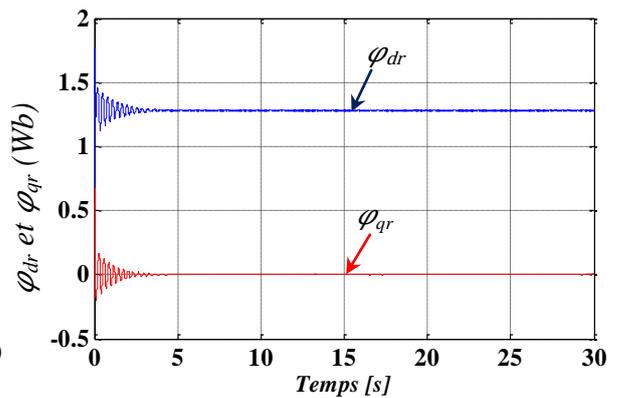
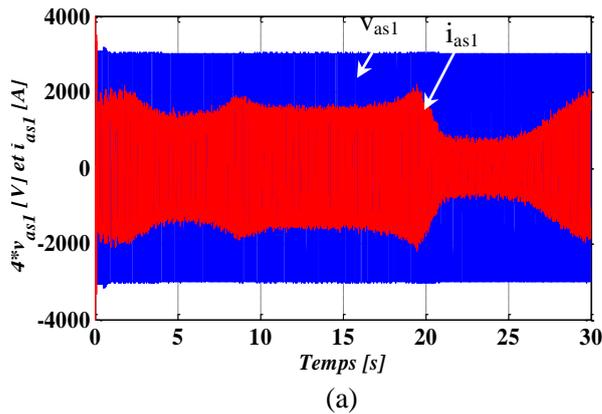
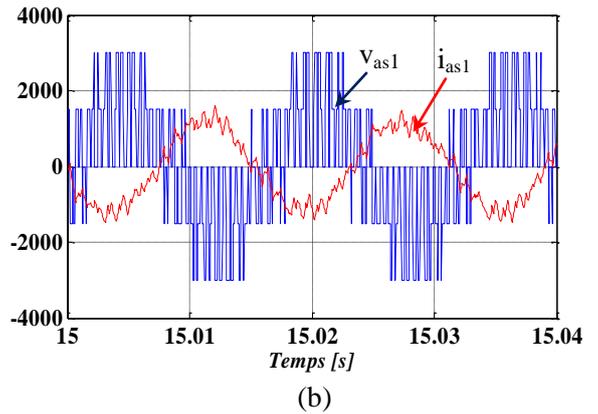


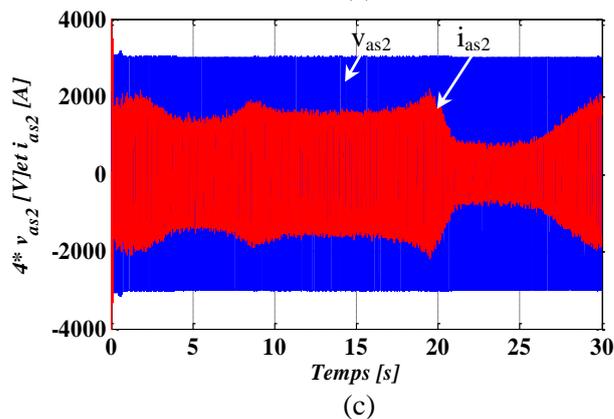
Fig. III.37. Flux rotorique direct et quadratique



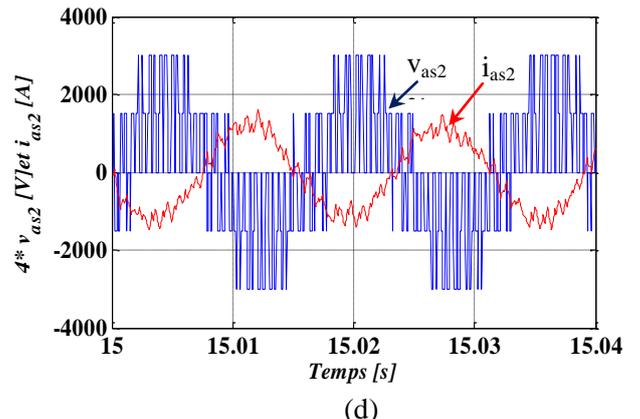
(a)



(b)



(c)



(d)

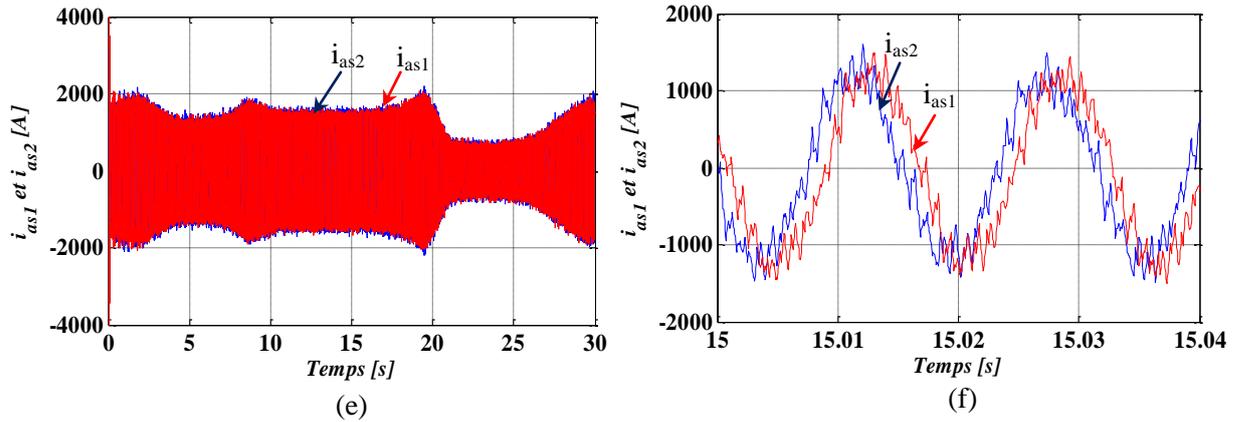


Fig. III.38. Evolution des caractéristiques des tensions, courants de la GASDE

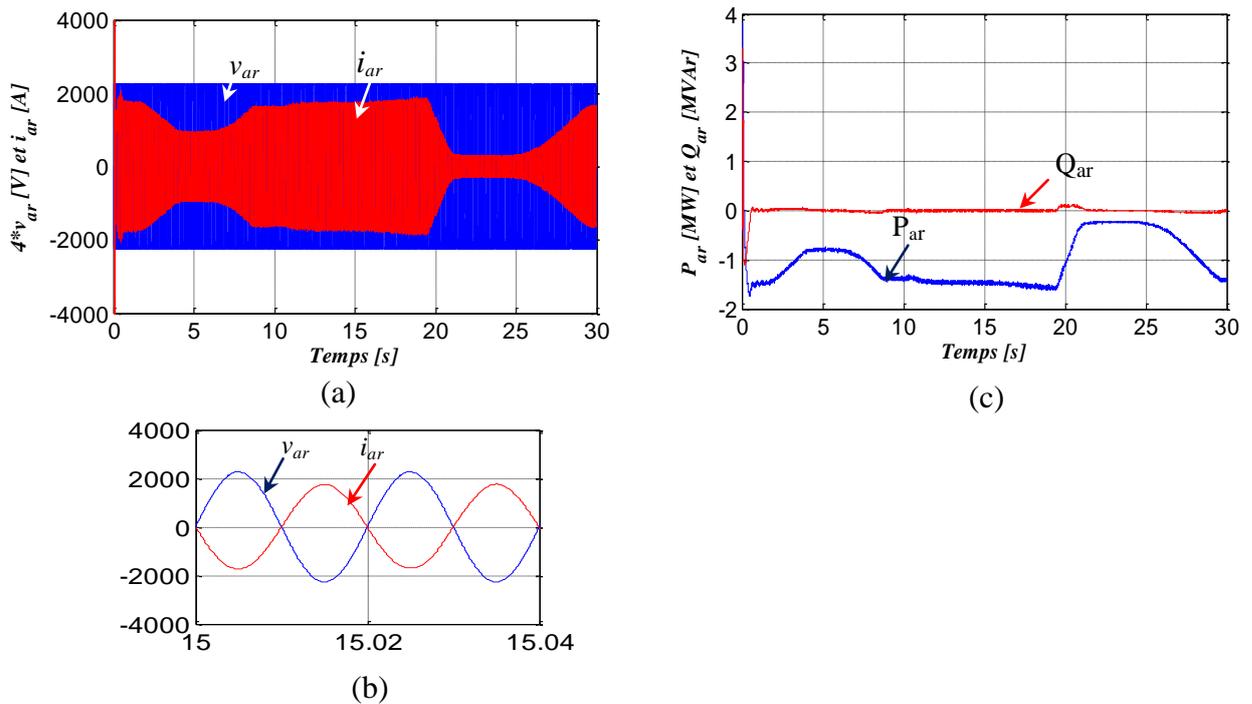


Fig. III.39. Evolution des caractéristiques de tension, courant ainsi que les puissances active et réactive du réseau

- Tension et courant du réseau électrique ;
- Tension et courant du réseau électrique sur deux périodes ;
- Puissances active et réactive coté réseau électrique.

### III.10 Conclusion

Ce chapitre a été consacré au contrôle d'un aérogénérateur connecté au réseau électrique basé sur la GASDE. L'optimisation de la chaîne de conversion éolienne est effectuée en utilisant différentes méthodes permettant le fonctionnement à puissance nominale, dans le cas où la caractéristique  $C_p(\lambda)$  de la turbine éolienne

est connue, on utilise l'algorithme MPPT avec/sans contraintes. En absence de toute connaissance de la caractéristique ( $C_p(\lambda)$ ) de la turbine éolienne, la méthode non linéaire la plus adaptée est la théorie de la logique floue (MPPT par logique floue).

La limitation de puissance pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse de la turbine est concrétisée en agissant sur la commande de la génératrice, le contrôle du couple est appliqué à la génératrice en utilisant le principe de la commande vectorielle.

Les applications éoliennes sont basées sur les génératrices à cage vue leurs multiples avantages. La génératrice asynchrone à double étoile en fait partie, et qui fait l'objet de plusieurs études récentes portant sur le développement de celle-ci, du moment qu'elle offre principalement : la segmentation de puissance, la minimisation des ondulations du couple et des pertes rotoriques ainsi une grande fiabilité, l'utilisation de cette dernière dans les projets éoliens dont les puissances sont d'ordre de quelques MW.

## **CHAPITRE IV**

### **IMPACT DE L'INTEGRATION D'UNE FERME EOLIENNE SUR LA TENSION D'UN RESEAU RADIAL**

#### **IV.1 Introduction**

Nous allons étudier dans ce chapitre, l'impact d'une ferme éolienne intégrée dans un réseau radial sur la stabilité de la tension. La tension sur les réseaux électriques est sujette à des évolutions dépendantes des heures de fonctionnement de la journée, des enclenchements et des déclenchements de charges et donc de l'équilibre entre la production et la consommation. Or, sur un réseau de distribution, la tension ne peut pas fluctuer librement, celle-ci doit rester comprise dans une fenêtre définie par les limites normalisées [**Ram06**].

Dans ce chapitre, nous présentons les principaux moyens de réglage de la tension utilisés dans les réseaux de distribution en citant les différents moyens de compensation, Parmi ces moyens de réglage, on s'intéressera au réglage de la tension par le contrôle de la puissance réactive.

#### **IV.2 Présentation générale des réseaux**

Le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs, ils desservent les postes de distribution publique, alimentant les réseaux en basse tension, et les postes clients (figure IV.1).

La fonction principale des réseaux de distribution et de transport est d'assurer la mise en commun de tous les moyens de production pour fournir l'énergie électrique aux différents utilisateurs [**Ham10**].

Les niveaux de tension en courant alternatif sont donnés par le tableau (IV.1).

Tableau IV.1 : Niveaux de tension en courant alternatif, [Mog05].

Domaine haute tension (HT)	
HTB	$U_n > 50000 \text{ V}$
HTA	$1000 < U_n \leq 50000 \text{ V}$
Domaine basse tension (BT)	
BTB	$500 < U_n \leq 1000 \text{ V}$
BTA	$50 < U_n \leq 500 \text{ V}$
Domaine très basse tension (TBT)	
	$U_n \leq 50 \text{ V}$

Avec  $U_n$  tension nominale.

Nous distinguons trois types de réseaux électriques :

- Les réseaux de transport et d'interconnexion ;
- Les réseaux de répartition ;
- Les réseaux de distribution.

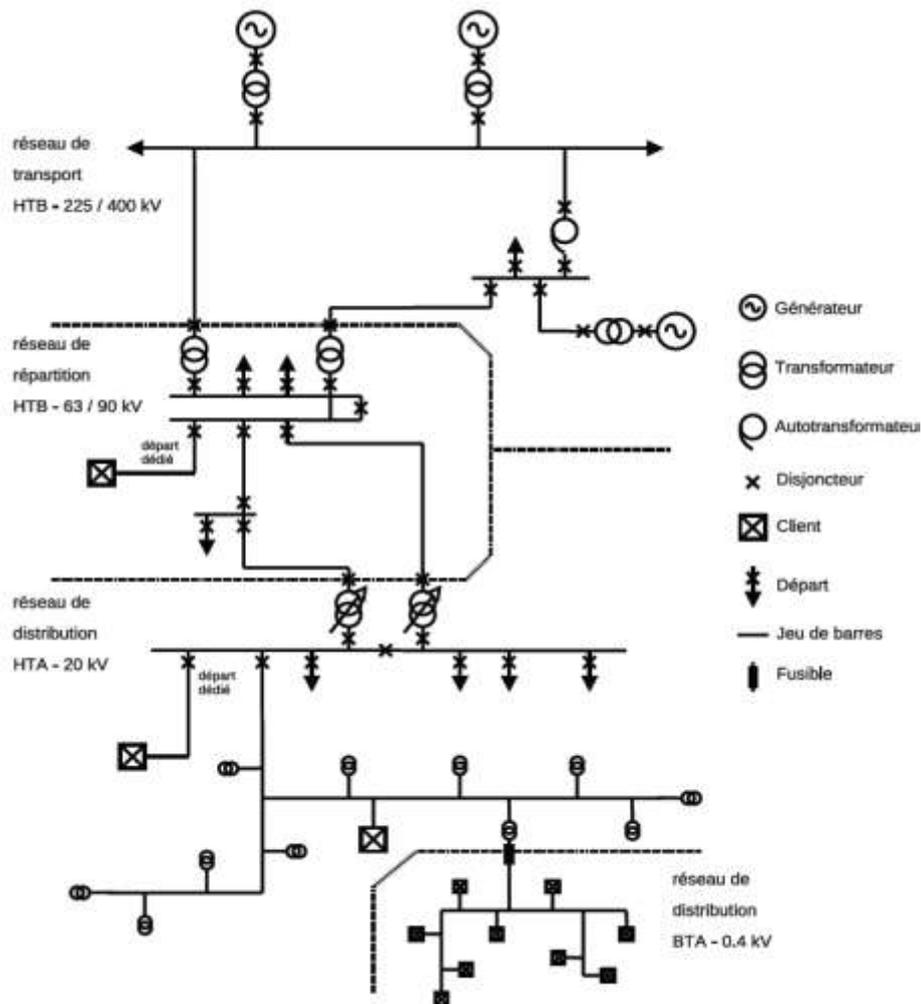


Fig. IV.1. Organisation des différents niveaux de tension du système électrique, [Del09], [Ber10].

### IV.2.1 Réseaux de transport et d'interconnexion

Ils ont pour mission de collecter l'énergie produite par les centrales et de l'acheminer avec les flux les plus importants possibles vers les zones de consommation afin de permettre une exploitation sûre et économique des moyens de production.

### IV.2.2 Réseaux de répartition

Ils reçoivent l'énergie des réseaux de transport et leur rôle est de mener l'énergie aux villes et aux importants clients industriels.

### IV.2.3 Réseaux de distribution

Les réseaux de transport et de distribution publics assurent le transfert d'énergie électrique des points de production aux points de consommation, d'un transformateur abaisseur de tension qui permet de se raccorder à un réseau de distribution.

Le schéma général d'un réseau de distribution est donné dans la figure IV.2. On peut remarquer que le réseau est structuré en plusieurs niveaux, assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions [Gai93].

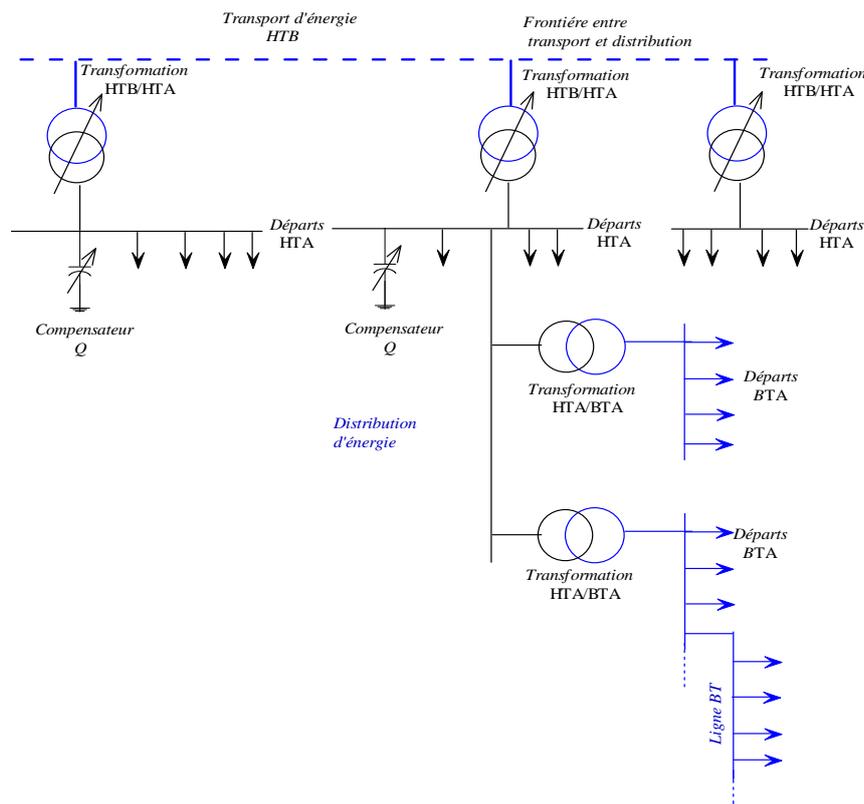


Fig. IV.2 Schéma général d'un réseau de distribution [Mog05]

### IV.3 Moyens de réglage de la tension dans un réseau de distribution

Pour illustrer les moyens de réglage de la tension qui peuvent être utilisés dans un réseau de distribution, on emploie le réseau élémentaire représenté par la figure IV.3, dans lequel est connectée une source de production décentralisée, DG. La liaison avec le réseau de transport situé en amont est assurée par un transformateur HTB/HTA, muni d'un régleur en charge.

La source de production décentralisée ( $P_G, Q_G$ ), avec une charge ( $P_L, Q_L$ ) et un dispositif de compensation de la puissance réactive ( $Q_C$ ), sont connectés sur le même nœud, au bout d'une ligne HTA d'impédance  $\underline{Z}$ .

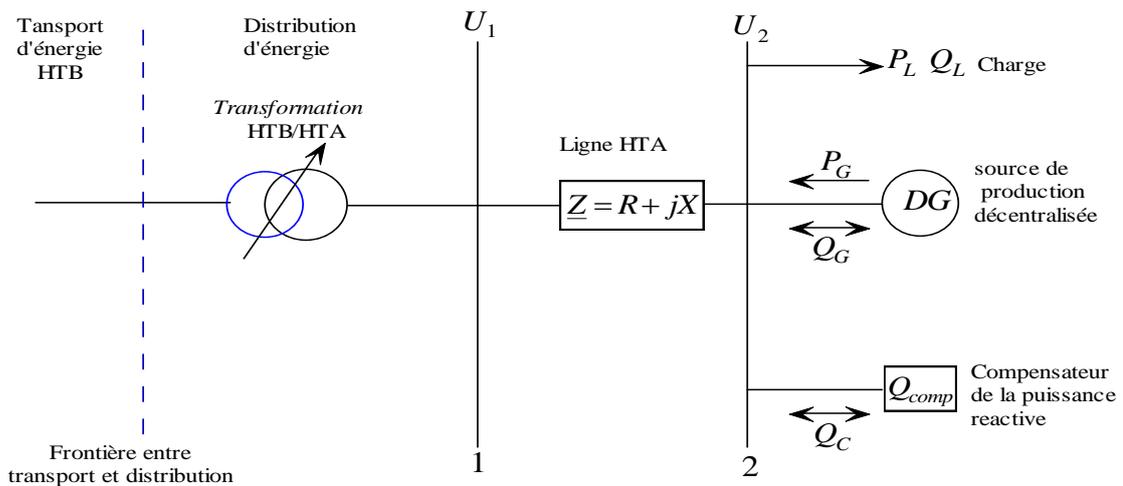


Fig. IV.3. Illustration des moyens de réglage de la tension

#### IV.3.1 Moyens principaux disponibles pour régler la tension

Le réglage de la tension ( $U_1$ ) au nœud 1, par le transformateur muni d'un régleur en charge peut être effectuée par :

- L'action sur la puissance active fournie par la source de production ( $P_G$ );
- L'action sur la puissance réactive produite / consommée par la source ( $Q_G$ );
- L'action sur la puissance réactive injectée / absorbée par le compensateur ( $Q_C$ ).

Dans ce travail, on s'intéressera à l'étude du deuxième cas.

L'efficacité des moyens de régulation de la tension dépend fortement des caractéristiques ( $R, X$ ) de la ligne et donc du niveau de tension du réseau dans lequel la source est connectée.

### **IV.3.2 Régulation de la tension par le contrôle de la puissance réactive de la source de production décentralisée**

Le réglage de tension s'effectue grâce à la production ou la consommation de la puissance réactive. La puissance réactive se transportant très mal dans un réseau, le service système correspondant doit être fourni localement par les moyens disponibles. C'est pourquoi des exigences en termes de réglage de tension ou de fourniture/absorption de réactif sont spécifiées dans les réglages de raccordement. [Sab07].

Nous nous intéressons dans ce travail à la régulation de la tension d'une source de production décentralisée à savoir l'éolienne, connectée à un réseau de distribution. Comme nous l'avons mentionné précédemment, le réglage de la tension est donc réalisé par action sur la puissance réactive dont nous rappelons ici les différentes variantes envisageables.

### **IV.4 Chute de tension dans une ligne**

Lorsque le transit de la puissance réactive dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant important dans la ligne provoque une chute de la tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

Considérons la figure IV.4 qui représente une ligne de transport d'impédance complexe, et que la tension n'est tenue qu'à l'extrémité une (côté générateur), l'extrémité deux (côté charge) absorbant une puissance ( $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ )

Si le réseau n'est pas trop chargé, le diagramme de tension donné par la figure IV.5 conduit à assimiler la chute de tension ( $\Delta V$ ) à :

$$\underline{\Delta V} = \Delta V_L + j\Delta V_T \quad (\text{VI.7})$$

L'angle de transport ( $\theta$ ) étant petit (réseau peu chargé), si ( $\varphi$ ) désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité récepteur, on peut écrire, pour un réseau monophasé [Born]:

$$\Delta V_L \approx RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (\text{VI.8})$$

$$\Delta V \approx RI \frac{V_2}{V_2} \cos \varphi + XI \frac{V_2}{V_2} \sin \varphi \quad (\text{VI.9})$$

$$\Delta V_L \approx \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (\text{VI.10})$$

On montre de même que :

$$\sin \theta \approx \frac{XP_2 + RQ_2}{V_1 V_2} \quad (\text{VI.11})$$

L'hypothèse du réseau peu chargé permet d'écrire :

$$V_1 \approx V_2 = V \quad (\text{VI.12})$$

Soit pour un réseau triphasé et en notant la tension composée ( $U$ ) correspondant à ( $P, Q$ ) les puissances de transit triphasé :

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP_2 + XQ_2}{U^2} \quad (\text{VI.13})$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP_2 + RQ_2}{U^2} \quad (\text{VI.14})$$

On peut également noter que si  $R \ll X$  :

$$\Delta U \approx \frac{XQ_2}{U_2} \quad (\text{VI.15})$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP}{U^2} \quad (\text{VI.16})$$

Dans ces conditions, les relations (VI.15) et (IV.16) illustrent le fait que :

- La chute de tension dépend principalement de la puissance réactive consommée par l'extrémité réceptrice ;

- L'angle de transport dépend principalement de la puissance active transmise.

Le réglage de tension est réalisé de manière locale sur le réseau de distribution par des systèmes de gestion de puissance réactive capable de maintenir la tension dans les limites admissibles et de limiter les transits de puissance réactive depuis le réseau de transport.

Le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Toutefois, l'équilibre local n'est pas naturel.

Il en résulte des transits de la puissance réactive. Or, ces transits provoquent des chutes de tension et des pertes. Il faut, donc, éviter ces transits par la production de la puissance réactive, autant que possible, à l'endroit où elle est consommée.

A cet effet les systèmes FACTS sont développés, ces systèmes à base de l'électronique de puissance utilisent les performances de contrôle offertes par l'utilisation de cette technologie [Ram06]. Ils seront exposés en détail dans le paragraphe IV.7.7.

## **IV.5 Puissance transmissible dans une ligne**

Contrairement à une idée très répandue, ce n'est pas l'échauffement maximal des conducteurs qui, en général, limite la puissance transmissible à travers une ligne. En effet, considérons la figure IV.4 qui représente de manière très simplifiée, par un dipôle d'impédance  $\underline{Z} = R + jX$ , une ligne destinée à alimenter la charge. Sans nuire à la généralité de notre propos, nous supposons, d'abord que la résistance ( $R$ ) de la ligne est nulle (elle est généralement très faible vis-à-vis de la réactance ( $X$ )) et que la puissance réactive ( $Q_2$ ) de la charge est aussi nulle, ce qui est vrai en cas de bonne compensation de puissance réactive) [Born].

Nous nous attacherons d'abord à montrer qu'il est important de réguler la tension aux bornes de la charge. Nous désignons par  $\theta$  l'angle entre ( $V_1$ ) et ( $V_2$ ), nous considérons la figure VI.5.

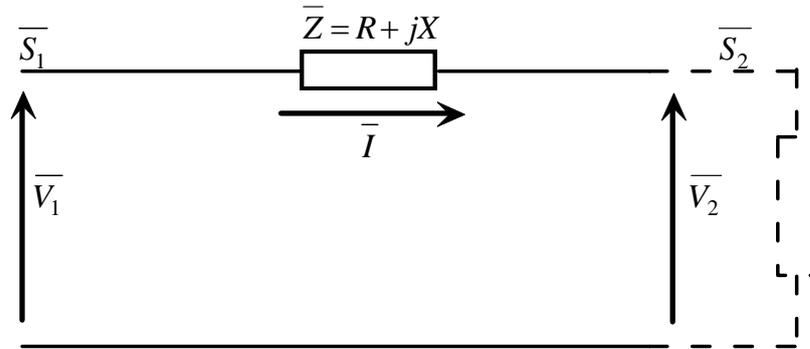


Fig. IV.4. Modélisation série d'une ligne de transport en schéma monophasé équivalent

$$R \approx X$$

$$XI = V_1 \sin \theta \quad (\text{VI.1})$$

La puissance active est :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta \quad (\text{VI.2})$$

Si aucune précaution n'est prise pour maintenir ( $V_2$ ) constante lorsque la charge varie, on a :

$$V_2 = V_1 \cos \theta \quad (\text{VI.3})$$

Soit :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1^2}{2X} \sin 2\theta \quad (\text{VI.4})$$

Il apparaît donc que, dans ce cas, on ne peut transporter qu'une puissance active maximale par phase égale à :

$$P_{\max} = \frac{V_1^2}{2X} \quad (\text{VI.5})$$

Cette valeur maximale est atteinte pour  $\theta = 45^\circ$ .

Si l'on maintient  $V_2$  constante, ce qui implique que  $Q_2$  n'est plus nulle, mais ne remet pas en cause l'expression (IV.2), on a pour  $V_1 = V_2$  :

$$P_{\max} = \frac{V_1^2}{X} \quad (\text{VI.6})$$

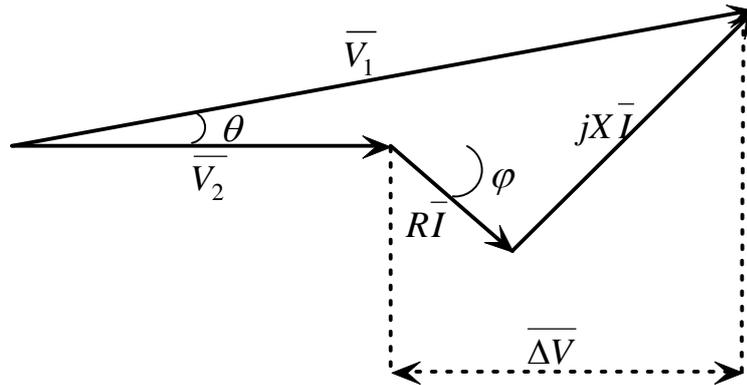


Fig. IV.5. Diagramme vectoriel des tensions correspondant à la figure IV.4

## IV.6 Différents moyens de compensation

### IV.6.1 Condensateur statique

On distingue deux types d'insertion des condensateurs :

#### IV.6.1.1 Condensateur shunt

Les condensateurs shunt fournissent de la puissance réactive au système au point où elles sont connectées, principalement pour exploiter les longues lignes au-dessus de leurs puissances naturelles (requises par une charge inductive). Elles peuvent soit être mises sous tension en permanence allumées ou éteintes pendant les cycles de charge. La figure IV.6 illustre un circuit à compensation avec condensateur shunt appliqué sur le côté charge.

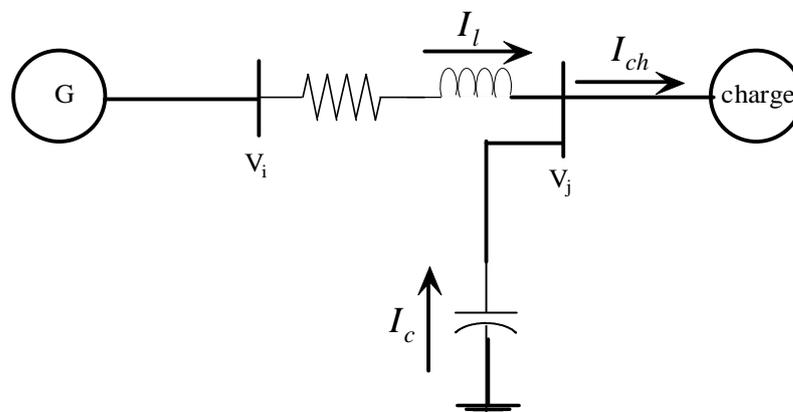


Fig. IV.6 Compensation avec capacité shunt

### IV.6.1.2 Condensateur série

Les condensateurs séries sont utilisés pour neutraliser une partie de la réactance inductive d'un réseau électrique. Cela est illustré dans la figure. IV.7

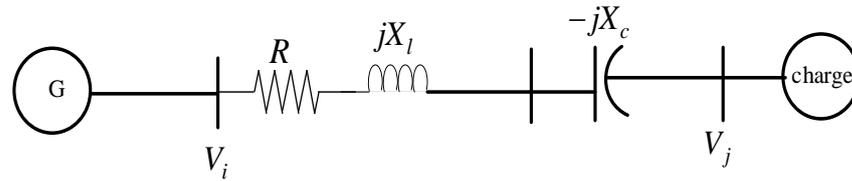


Fig. IV.7 Compensation avec capacité série

L'introduction du condensateur série dans un réseau, réduit la réactance de la ligne, augmente la tension à la charge et la capacité de transmission de la ligne.

### IV.6.2 Inductance shunt

La compensation par inductance shunt est généralement nécessaire sous des conditions qui sont à l'opposé de celles exigées par la compensation par condensateur shunt. Ceci est donné par la figure IV.8.

Une inductance shunt peut être installée dans les conditions suivantes :

- Pour compenser les surtensions survenant aux sous-stations desservies par des longues lignes pendant les périodes de faible charge, en raison de la capacité de la ligne (effet Ferranti) ;
- Pour compenser le facteur de puissance dans les usines de production, résultant d'une baisse transitoire et des limites de la stabilité de l'état statique.

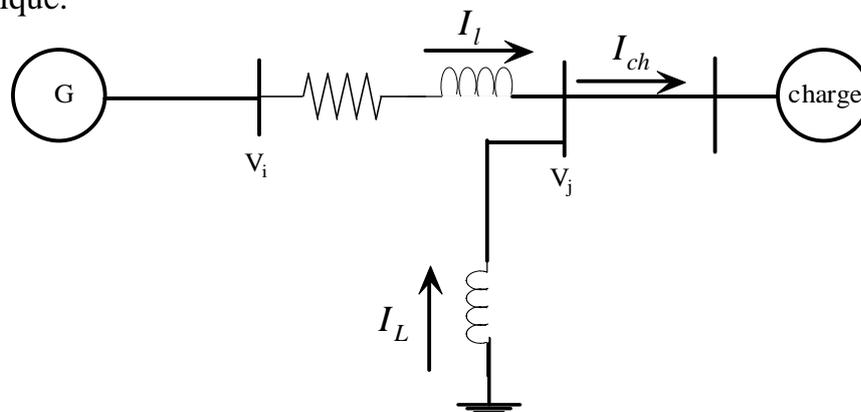


Fig. IV.8 Inductance shunt de compensation

### **IV.6.3 Compensateurs synchrones**

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, cette solution utilise des générateurs du réseau pour produire ou absorber du réactif, en agissant sur le courant d'excitation. En effet, une machine synchrone peut être commandée de manière à préserver la tension via la puissance réactive qu'elle produit. Le principe du contrôle est le même que celui des machines soumises au réglage primaire avec un régulateur en charge du maintien de la tension. Aujourd'hui ce type de compensation n'est plus d'usage, ils sont remplacés par des systèmes à base d'électronique de puissance de type SVC et autres SVG, SVC LIGHT [Gho03, Mar09].

### **IV.6.4 Transformateurs avec prises réglables en charge**

Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur [Can00].

### **IV.6.5 Systèmes FACTS (Flexible alternative Current Transmission Systems)**

Les systèmes FACTS (ou D-FACTS en réseau de distribution : Distribution FACTS) ont été développés pour maintenir la tension dans les limites admissibles et limiter les transits de puissance réactive. Ces systèmes à base d'électronique de puissance utilisent les performances de contrôle offertes par l'utilisation de cette technologie. Une liste non exhaustive des moyens de réglages par compensation d'énergie réactive va être donnée [Gho03].

Les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Il est donc important de souligner que les dispositifs FACTS ne peuvent pas augmenter la capacité thermique des lignes de transport. En revanche, ils permettent d'utiliser les lignes plus proches de cette limite en repoussant d'autres limitations, en particulier celles liées à la stabilité.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régimes stationnaires qu'en régimes transitoires. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance

des lignes ou en modifiant les angles de tensions. En régimes permanents, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants [Geb03] :

- Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée ;
- Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter des flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

Les dispositifs FACTS peuvent être utilisés pour la symétrisation de lignes de transport afin d'accroître leur capacité [Gla97].

#### **IV.6.5 .1 Différents types des systèmes FACTS**

Les dispositifs FACTS traduisent un concept qui regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique.

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories [Wes98] :

- Compensateurs séries (TCSC, SSSC) : Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci [Gho03].

- Compensateurs parallèles (SVC, STATCOM) : Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif. En effet, tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances active et réactive, qui transitent dans la ligne [Hin00, Gho03, Pet97].

- Compensateurs hybrides (TCPAR, UPFC, IPFC) : Les dispositifs FACTS présentés précédemment permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs (shunt et série), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées [Hin00].

#### IV.7 Présentation du réseau d'étude

Dans cette optique, les éoliennes doivent aussi participer au réglage de tension en injectant ou en absorbant de la puissance réactive [Ack07]. Le réseau développé (figure IV.9), présente l'architecture simplifiée d'un réseau de distribution

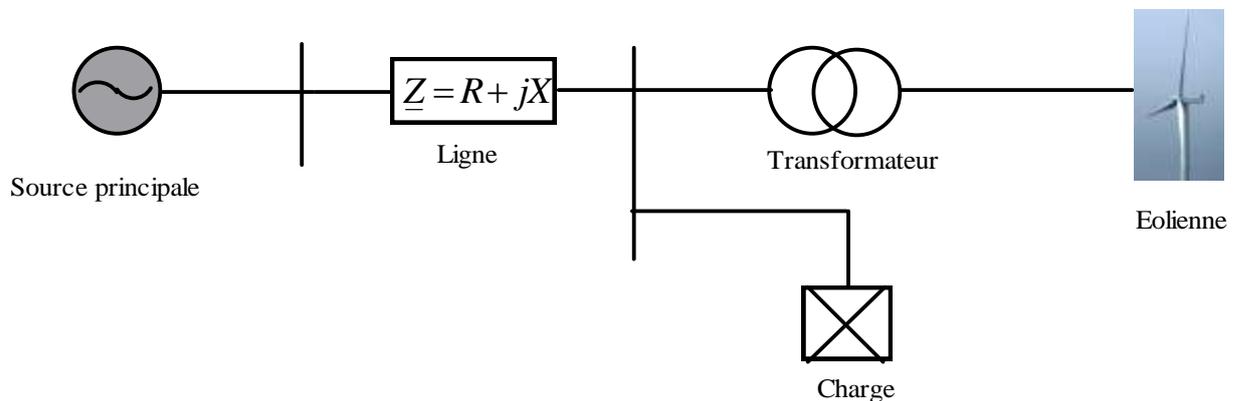


Fig. VI.9. Schéma synoptique du réseau étudié

Le réseau d'étude comporte :

- Une seule source d'alimentation pouvant fournir 15MVA ;
- Des lignes aériennes en aluminium. Les valeurs de la résistance et la réactance linéiques sont respectivement de  $0.48\Omega/\text{Km}$  et  $0.0448\Omega/\text{Km}$  ;
- Un parc éolien de 3MW connectés sur ce réseau à un niveau de tension de 15kV.

La modélisation de ce réseau a fait appel à l'application de quelques hypothèses simplificatrices qui se situent à trois niveaux :

- **Modélisation des charges :** Les charges en 15kV sont constituées de charges impédantes (à impédances constantes) ;

➤ **Modélisation des lignes** : Celles-ci étant de longueurs relativement faibles, leur effet capacitif peut être négligé ;

➤ **Modélisation des fermes éoliennes** : Les éoliennes étant propulsées par une force essentiellement variable, elles constituent généralement une charge fluctuante et sont dès lors susceptibles de provoquer des variations de tension et principalement le phénomène de flicker. Toutes les éoliennes d'une ferme sont, dans un premier temps, considérées comme étant soumises, à chaque instant, au même vent. Ceci implique qu'une ferme peut être modélisée par une seule et unique éolienne équivalente.

## IV.8 Résultats et discussion

### a. Etude du réseau électrique

La figure IV.10 représente la tension au nœud de charge, on remarque une chute de tension de 6.4% au niveau de la charge par rapport à celle de référence ( $V_s$ ) qui est égale à 1pu, cela est due au transit des puissances appelées par la charge. La figure IV.11 illustre le transit de puissances fournies par le poste source.

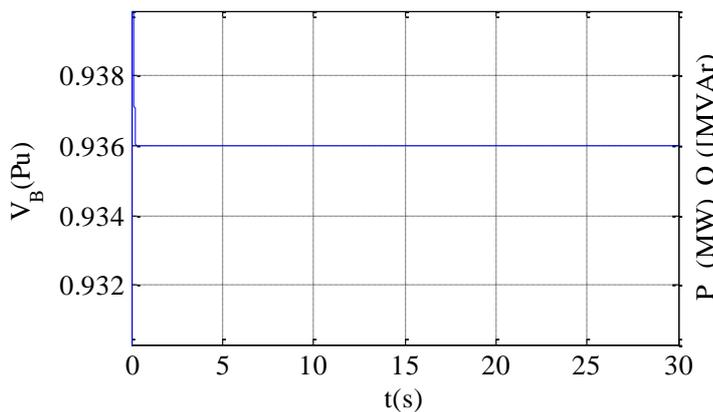


Fig. IV.10. Tension au nœud B avant l'intégration d'une ferme éolienne

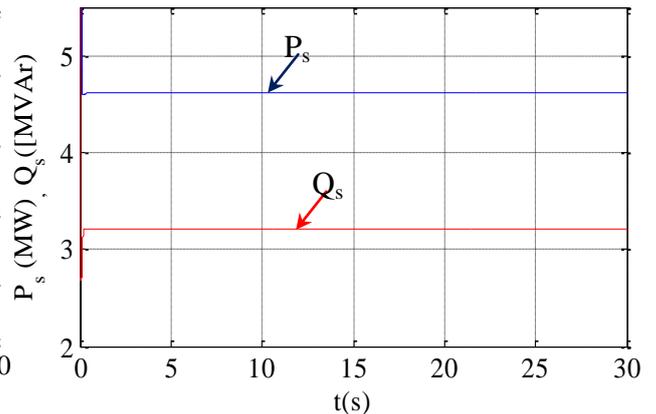


Fig. IV.11. Puissance active et réactive fournie par le poste source

### b. Insertion d'une ferme éolienne

Pour pouvoir évaluer l'impact de l'éolienne sur la tension du réseau nous avons considéré une puissance fournie par la ferme éolienne variable selon le profil de la figure IV.12. La figure IV.13 illustre la tension au point de connexion, on

remarque que cette dernière est fluctuante selon la puissance injectée, le niveau de tension amélioré par rapport à celui de la figure IV.10.

Les figures IV.14 et VI.15, représentent, respectivement l'évolution des puissances active et réactive au nœud de connexion ainsi que l'évolution des puissances fournies par le poste source, et cela après l'intégration de la ferme éolienne. La figure IV.16 montre que la puissance active fournie par la source diminue, ainsi que les pertes dans la ligne.

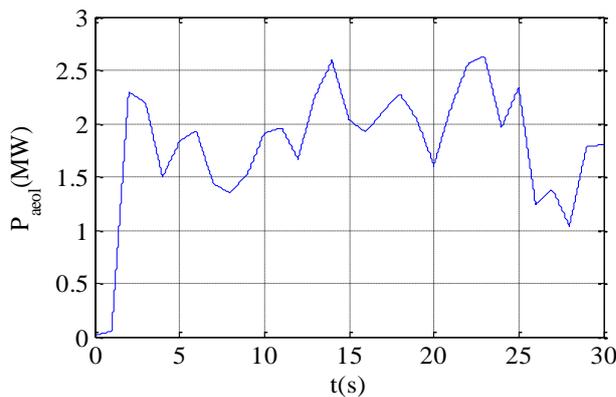


Fig. IV.12. Profil de puissance active injectée par l'éolienne

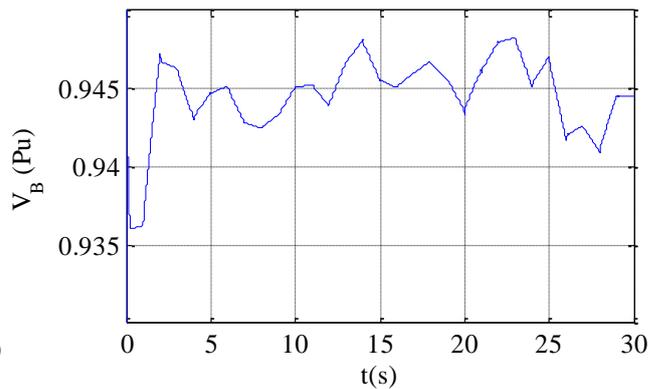


Fig. IV.13. Tension au nœud B après l'intégration d'une ferme éolienne

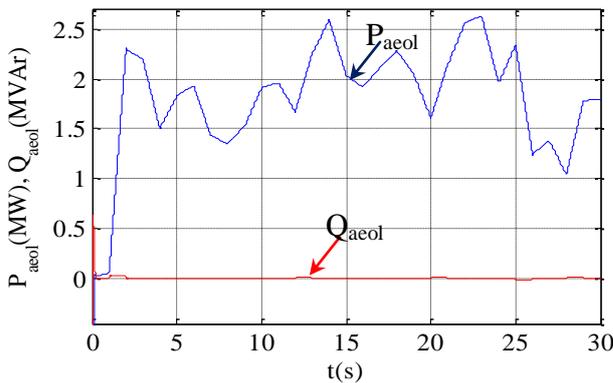


Fig. IV.14. Puissances active et réactive au nœud de connexion

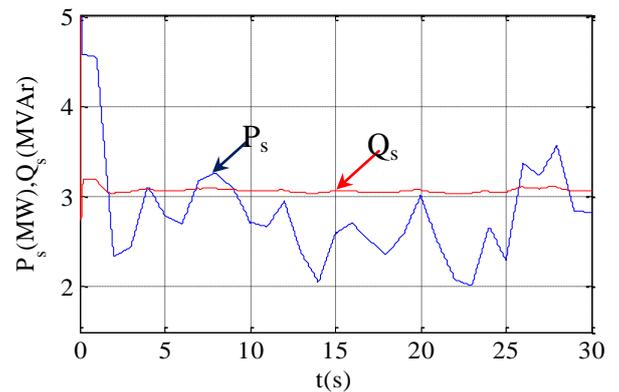


Fig. IV.15. Puissances active et réactive fournies par le poste source après l'intégration d'une ferme éolienne

### c. Régulation de la tension (compensation)

La figure IV.16 représente la tension au point de connexion, on remarque que la régulation de celle-ci est efficace : lorsque la tension est supérieure à la valeur de référence fixée à une valeur de 0.945pu, l'éolienne absorbe de l'énergie réactive

pour faire baisser la tension (comportement inductif), à l'inverse, l'éolienne fournit de l'énergie réactive (comportement capacitif) pour élever la tension. Cette tension suit sa valeur de référence, elle est améliorée par rapport aux résultats présentés dans les parties (a, b). La figure IV.17 montre l'évolution de la puissance réactive fournie ou absorbée par l'éolienne pour la régulation de la tension.

La figure IV.18 illustre l'allure des puissances active et réactive fournies par le poste source après compensation, on remarque une diminution de la puissance active du poste source.

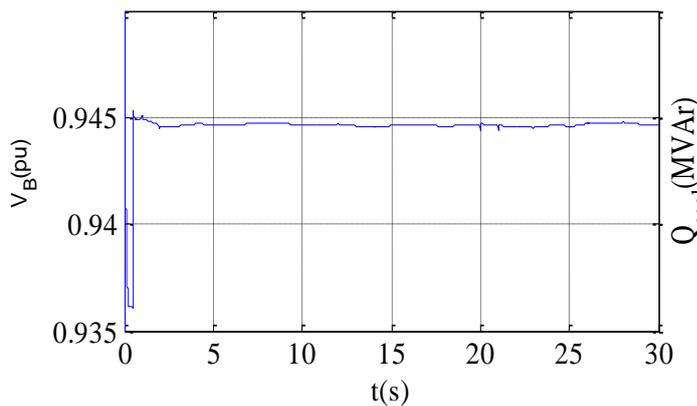


Fig. IV.16 Tension au nœud B

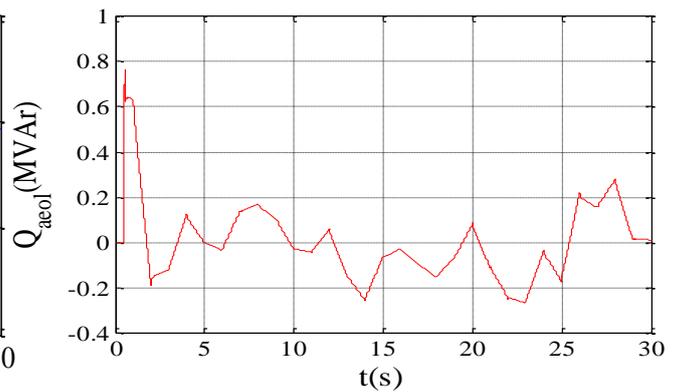


Fig. IV.17 Puissance réactive injectée par l'éolienne

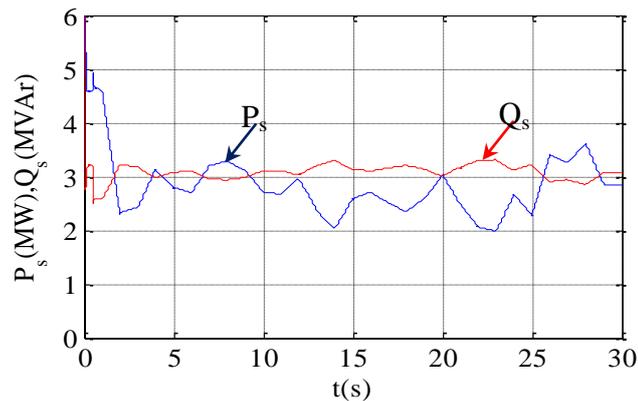


Fig. IV.18. Puissances active et réactive fournie par le poste source

Les figures IV.19, IV.20 représentent l'évolution de la chute de tension avant et après l'insertion de l'éolienne, où on remarque une amélioration de la tension, d'où une diminution de la chute de cette dernière, ainsi une minimisation des pertes de puissance (figures IV.21, IV.22).

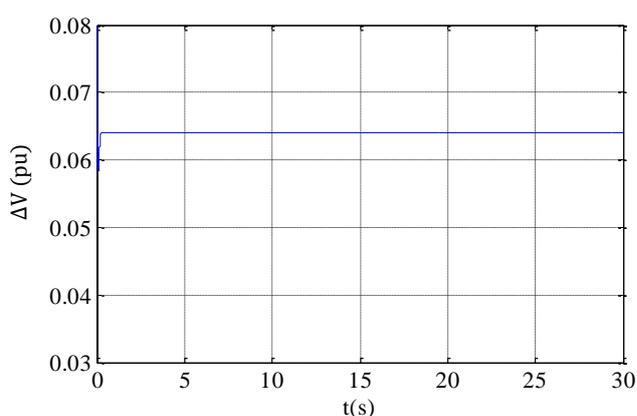


Fig. IV.19 Chute de tension avant l'insertion de l'éolienne

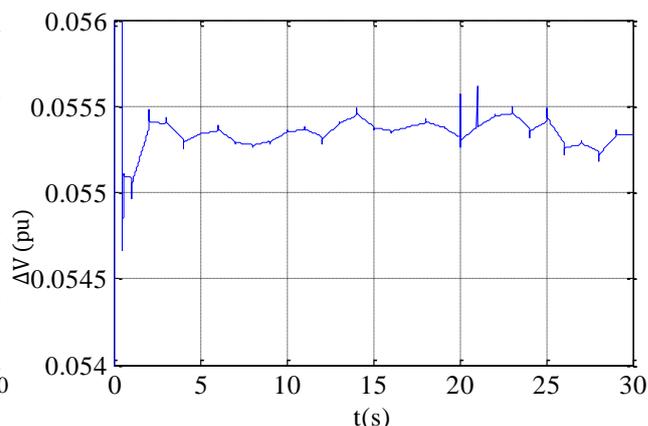


Fig. IV.20 Chute de tension après l'insertion de l'éolienne avec compensation

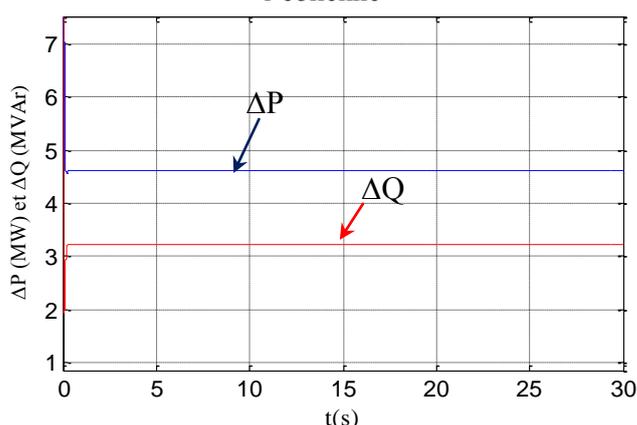


Fig. IV.21 Pertes de puissances avant l'insertion de l'éolienne

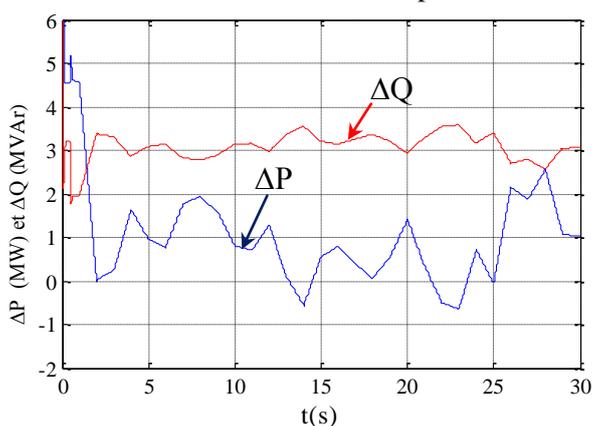


Fig. IV.22 Pertes de puissances après l'insertion de l'éolienne avec compensation

## IV.9 Conclusion

Ce chapitre a été dédié à l'étude de l'impact de l'intégration d'une ferme éolienne dans un réseau radial sur le profil de la tension au nœud de connexion à cause du caractère fluctuant de la puissance générée par ce type de production. Pour cela, nous avons présenté en premier lieu les principaux moyens de régulation de la tension utilisés dans un réseau de distribution. Parmi ces moyens de régulation on s'est intéressé plus particulièrement au réglage de la tension basé sur le contrôle de la puissance réactive fournie ou absorbée par la source de production éolienne.

Les résultats de simulation montrent que la méthode de compensation utilisée s'est avérée efficace pour avoir une stabilité au niveau de la tension.

## **CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES**

Le travail effectué dans ce mémoire nous a permis d'évaluer les performances de l'aérogénérateur à base de la machine asynchrone double étoile connecté au réseau électrique. On a abouti à plusieurs résultats, dont les plus importants sont :

Pour des raisons de fiabilité, robustesse, nous avons retenu le système utilisant la machine asynchrone à cage en particulier la MASDE pour l'étudier dans le cas d'un système éolien de grande puissance. En effet, la MASDE est devenue une solution concurrente à la génératrice à cage.

L'étude d'un modèle mathématique de la MASDE en adoptant certaines hypothèses simplificatrices a permis de valider le modèle de la MASDE proposé en fonctionnement moteur et en fonctionnement génératrice.

La formulation d'une technique de régulation de vitesse qui est la commande vectorielle a permis de résoudre le problème de variation de la vitesse (diminution en fonctionnement moteur et augmentation en fonctionnement génératrice).

Nous avons abordé la problématique d'optimisation et de limitation de la puissance captée par la turbine éolienne dans une chaîne de conversion d'énergie raccordée au réseau électrique. En absence de toute connaissance de la caractéristique de la turbine éolienne, la méthode de la logique floue permet d'optimiser la puissance, cette dernière donne des résultats meilleurs au prix d'un calcul plus important.

Une étude dynamique des réseaux dans le contexte particulier de la régulation de la tension au point de connexion pour une source de production est abordée dans la dernière partie de ce travail. En effet, dans le cas d'un réseau de distribution, l'injection de puissance active a une influence non négligeable sur le plan de tension. Il est donc nécessaire d'évaluer des stratégies de commande pour garantir que cette tension reste dans des niveaux acceptables quelque soit l'état de la charge sur le réseau à un instant donné. Afin d'effectuer le réglage de cette tension, une compensation avec contrôle de la puissance réactive nous a permis d'améliorer la qualité de la tension. Cette technique a permis d'obtenir un système qui s'adapte

aux différentes conditions de fonctionnement du réseau et maintient la tension au point de raccordement dans sa plage de tolérance.

En ce qui concerne la poursuite de ce travail, dans un premier temps, des éléments de modélisation pourraient être affinés, il conviendrait d'étudier le fonctionnement du convertisseur côté réseau lors d'un défaut. Le modèle de réseau pourrait lui aussi être développé pour se rapprocher d'un réseau plus réel.

Enfin, Les études réalisées doivent être transposées à un parc éolien complet, pour mesurer le réel impact de cette production sur les réseaux électriques, à la lumière des nouvelles performances imposées, les protections et en particulier les protections de découplage doivent être revisitées.

D'autres techniques de résolution, comme la méthode Gradient, les Réseaux de Neurones, les Algorithmes Génétiques,..., peuvent être utiles pour vérifier les résultats du problème d'optimisation déjà résolue par la méthode de la logique floue et MPPT classique, pour résoudre des nouveaux problèmes d'optimisation que le système de génération éolien peut proposer.

Une validation par moyens expérimentaux du système commandé est envisageable. Un prototype de laboratoire sera utile pour valider la topologie et le système de commande proposé.

**REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

- [Abb05] C. Abbey, G. Joos, « Short-term energy storage for wind energy applications », Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record, Vol.3, pp.2035-2042, 2005.
- [Abd97] R. Abdessemed, M. Kadjoudj, Modélisation des machines électriques, Presses de l'Université de Batna, Algérie, 1997.
- [Ack07] T. Ackermann, J. Abbad, I. Dudurych, I. Erlich, H. Holttinen, J. Kristoffersen, et P. Sorensen, « European Balancing Act ». Power and Energy Magazine, IEEE, vol. 5(6), pages 90-103, 2007.
- [Aim04] S. Aimani, « Modélisation de Différentes Technologies d'Eoliennes Intégrées dans un Réseau de Moyenne Tension », Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2004.
- [All05] S. Alloune, « Commande des machines polyphasées », Mémoire de magister en génie électrique, université de Bejaia, Octobre 2005.
- [Alt08] I.H, Altas, A.M. Sharaf, « A Novel Maximum Power Fuzzy Logic Controller for Photovoltaic Solar Energy Systems », Science Direct, Renewable Energy Journal Vol. 33, pp. 388-399, 2008.
- [Alo03] C. Alonso, « Contribution à l'Optimisation, Gestion et Le Traitement de L'Energie », Thèse en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger les Recherches, Université Paule Sabatier, Toulouse III, Décembre 2003.
- [Ami08] H. Amimeur, « Contribution à la commande d'une Machine Asynchrone Double Etoile par Mode de Glissement », Mémoire de Magister de l'université de Batna, 2008.
- [And03] P. Andreas, « Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generator for Wind Turbines », department of electric power engineering, Chalmers university of technology, Gotborg, Sweden 2003.
- [Ang06] M. Angel, C. Pastor, « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électrique ». Thèse Doctorat, Institut Nationale des Sciences Appliquées de Toulouse, France, 2006.
- [Aou09] D. Aouzellag, K. Ghedamsi, E.M. Berkouk, « Network power flux control of a wind generator », Renewable Energy 34 (2009) 615–622.
- [Bee09] Systèmes Solaires, le journal de l'Eolien n° 4 – 2009 Baromètre Eolien – Euroserv'er – février 2009.
- [Bel10] S. Belakehal, A. Bentounsi, M. Merzoug, et H. Benalla, « Modélisation et commande d'une Génératrice Synchrone à Aimants Permanents dédiée à la Conversion de l'Energie Eolienne » Revue des Energies Renouvelables Vol.13 N°1(2010) 149-161.

- [Ben04] H. Ben Ahmed, « Généralités sur l'énergie éolienne et convertisseurs associés » Exemple du site de Ker Lann, Séminaire Électrotechnique de l'Académie de Rennes, ENS Cachan -Antenne de Bretagne, 2004.
- [Ber10] B. Berseneff, « Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur », Thèse de doctorat de l'Université de Grenoble délivré par l'Institut polytechnique de Grenoble, France, Décembre 2010
- [Bia06] Y. Bia, and all, « Advanced Fuzzy Logic Technologies in Industrial applications », Springer-Verlag, London, 2006.
- [Born] P. bornard. et M. pavard, « Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement », Technique d'ingénieur D 4090.
- [Boy06] A. Boyette, « Contrôle-commande d'un Générateur Asynchrone à Double Alimentation avec Système de Stockage pour la Production Eolienne », Thèse de Doctorat, Ecole Doctorale : Informatique, Automatique, Electronique-Electrotechnique, Mathématiques, Université Henri Poincaré, Nancy I, France, 2006.
- [Can00] J.F. Canard, « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000.
- [Cao97] M.T Cao, « Commande Numérique de Machines Asynchrones par Logique Floue », Thèse de Philosophiae Doctor (Ph.D.), Université de Laval, Québec, Canada, 1997.
- [Che11] S. Chekkal, D. Aouzellag, K. Ghedamsi, H. Amimeur, « New Control Strategy of Wind Generator based on the Dual-Stator Induction Generator», in 10<sup>th</sup> International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC'2011, pp. 268-271, 8-11 May 2011, Rome, Italy, 978-1-4244-8781-3/11 ©2011 IEEE.
- [Cre97] G. Crellet, G. Clerc, « Actionneurs électriques », Editions Eyrolles, Paris, France, 1997.
- [Dav07] A. Davigny, « Participation aux Services Système de Fermes d'Eoliennes à Vitesse Variable Intégrant du Stockage Inertiel d'Energie », Thèse de Doctorat, Département de Formation Doctorale en Génie Electrique, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2007.
- [Del09] L. Delendi, « Contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS » Mémoire magistère, Université de Batna, 2009.
- [Gai93] E. Gain, « Réseaux de distribution. Conception et dimensionnement », Techniques de l'Ingénieur, Doc. D 4 220, Décembre, 1993.
- [Geb03] S. Gerbex, « Métaheuristiques Appliquées du Placement Optimal de Dispositifs Facts dans un Réseau Electrique», Thèse de doctorat, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2003.

- [Ghe08] K. Ghedamsi, « Contribution à la Modélisation et la commande d'un convertisseur direct de fréquence Application à la conduite de la machine asynchrone », Thèse de Doctorat de l'ENP, 2008.
- [Gho03] E.S. Gholipour, « Apport de l'UPFC à L'amélioration De La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques », Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2004.
- [Gla97] H. Glavitsch, and M. Rahmani, «Increased Transmission Capacity by Forced Symetrization». IEEE PES Summer Meeting, Berlin, 1997.
- [GWEC] Global Wind Energy Council, [www.outils.solaires.com](http://www.outils.solaires.com).
- [Had01] D. Hadiouche, « Contribution à l'étude de la machine asynchrone double étoile : modélisation, alimentation et structures », Thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy I, France, Décembre 2001.
- [Ham10] A. Hammoud, « Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination des réseaux de distribution », Thèse de doctorat de l'Université Tichreen de Syrie, Lyon, France, Octobre 2010.
- [Hen05] T. Hennessy, «The Multiple Benefits of Integrating Electricity Storage with Wind Energy», Power Engineering Society General Meeting. IEEE, June 12-16, pp.1388-1390, 2005.
- [Hin00] N.G. Hingorani, and L. Gyugyi, «Understanding FACTS», IEEE Press., New York, 2000.
- [Hol04] H. Holtinen, « The impact of large scale wind power production on the Nordic electrical system », VTT Processes, finlande, 2004.
- [Kau73] A. Kaufmann, «Introduction à la théorie des sous-ensembles flous», Tome, Masson, Paris, 1973.
- [Kou02] K. Kouzi, «Commande Vectorielle d'un Moteur à Induction sans Capteur de Vitesse par un Réglage PI-Flou à Gains-Flous Adaptés Associé à un Observateur d'Etat par Mode de Glissement», Mémoire de Magister, Université de Batna, Algérie, 2002.
- [Lar02] A. Larson, « Flicker emission of wind turbines caused by switching operations », Vol.17, No 1, pp-119-123, 2002.
- [Lav05] N. Laverdure, «Sur l'Intégration des Générateurs Eoliens dans les Réseaux Faibles ou Insulaires», Thèse de Doctorat, INPG, France, 2005.
- [Lec04] P.R. Leconte, M. Széchenyi, « Eolienne »Techniques de L'Ingénieur, traité Génie Mécanique, Document BM 4640-4.
- [Mar09] D. Marin, «Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires», Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, France 2009.
- [Mag06] K. Magnus, and A.T. Holen, «Operation planning of Hydrogen Storage Connected to Wind Power Operating in a Power Market», IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol.21, No.3, 2006.

- [Mam74] E.H. Mamdani, S. Assilian, «A case study on the application of fuzzy set theory to automatic control» Proc. IFAC Stochastic Control Sympo, Budapest.1974.
- [Mer05] E. Merabet, A. Belayali, « Commande par la logique floue d'une machine asynchrone double stator », Mémoire d'Ingéniorat de l'Université Mohamed Boudiaf de M'sila, Algérie, Juin 2005.
- [Mey86] P. Meynaud, « Compensation de l'énergie réactive et tenue de la tension dans les installation industrielles » Technique d'ingénieur D 4310, 1986.
- [Mir05] A. Mirecki, «Etude Comparative de Chaines de Conversion d'Energie Dédiées à une Eolienne de Petite Puissance», Thèse de Doctorat, INPT, France, 2005.
- [Mog05] E. Mogos, « Production décentralisée dans les réseaux de distribution. Etude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources », Thèse de Doctorat, l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Centre de Lille, France, 2005.
- [Mul02] B.G. Multon, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, C. Nichita, Extrait du rapport de synthèse ECRIN., « L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation Pour les Energies Renouvelables », paru mai en 2002.
- [Mul04] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, et H. Ben ahmed, « Aérogénérateurs Electriques », Techniques d'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D3960, 2004.
- [Mul02] B. Multon, O. Gergaud, «L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour énergies renouvelables» ; Ed NOVELECT-ECRIN, mai 2002, pp.97-154.
- [Muy09] S.M Muyeen, and all, « Stability Augmentation of a Grid-Connected Wind Farm », Springer-Verlag London, 2009.
- [Nay87] C.V. Nayar, S.M. Islam, H. Dehbonei, K.Tan, « Power Electronics for Renouvable Energy Source », Department of Electrical and Computer Engineering, Curtin University of Technology, GPO Box U1987, Perth, Western Australia 6845, Australia, second edition.
- [Ney88] H. Ney, «Equipements de puissance», Editions Fernand Nathan, Paris, 1988.
- [Pas98] K.M. Passino, S. Yurkovich, «Fuzzy Control», Addison Wesley Longman Inc, Printed in USA and Canada, 1998.

- [Pet97] P. Petitclair, «Modélisation et Commande de structures FACTS: Application au STATCOM», Thèse de doctorat de l'INPG 16 Juillet 1997.
- [Poi03] F. Poitiers, « Etude et Commande de Génératrices Asynchrone pour l'Utilisation de l'Energie Eolienne», Thèse de Doctorat, Ecole Polytechnique de l'Université de Nantes, France, Décembre 2003.
- [Ram06] G. Rami, « Contrôle de Tension Auto Adaptatif pour des Productions Décentralisées d'Energies Connectées au Réseau Electrique de Distribution », Thèse de doctorat de L'INP Grenoble, France, Novembre 2006.
- [Ric06] O. Richardot, «Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée», Ph. D. dissertation, INP Grenoble, 2006.
- [Rog04] V. Rogez, «Modélisation Simplifiée de Sources de Production Décentralisée pour des Etudes de Dynamique des Réseaux. Application à l'Intégration d'une Production Eolienne dans un Réseau de Distribution Insulaire», Thèse de Doctorat d'Arras de l'Université d'Artois, France, 2004.
- [Sab07] J.C. Sabonnadière, «Nouvelles technologies de l'énergie 1», Lavoisier, 2006.
- [Sch05] D. Schlecht, « Large Scale Integration of Wind Power into the German Electricity System», Recueil de la journée SRBE-SEE-LEEP, «Eolien et réseaux: enjeux », HEI, Lille, 2005.
- [Sin05] G.K. Singh, K. Nam, S.K Lim, «A simple indirect field-oriented control scheme for multiphase induction machine», IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 52, No. 4, pp. 1177–1184, August 2005.
- [Ten09] A. Teninge, «Participation Aux Services Système de Parcs Eoliens Mixtes : Application en Milieu Insulaire», Thèse de Doctorat, Institut Polytechnique de Grenoble, France, Décembre 2009.
- [Wes98] D. Westermann, M. Rahmani, H. Stemmler, and A Beer, «Customized FACTS Devices for Cost Effective System Solution», International Conference on Power System Technology, Beijing, 1:313-317, August 1998.
- [Zad88] A. Zadeh, «Fuzzy Logic», IEEE computer Mag., pp.83-93, Apr.1988.
- [Zun03] S. Zunft, R. Tmme, U. Hartwing, and A.H. Ternedd, «energy storage technologies for advanced adiabatic compressed air energy storages», Conference, aix en povence, 2003.

## ANNEXE A

### A.1 Dimensionnement du bus continu

#### A.1.1 Limitation du bus continu

Pour montrer les limitations au niveau du bus continu, on considère le modèle équivalent monophasé de la figure A.1 en sortie de l'onduleur avec  $i$ , le courant total dans la ligne,  $E$ , la valeur crête de la tension du réseau,  $U_m$ , la valeur crête du fondamental de la tension modulée par l'onduleur.

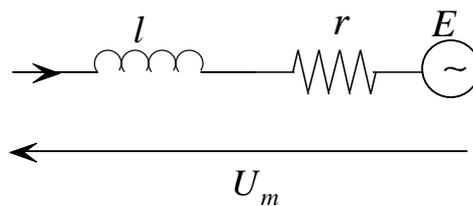


Fig. A.1 Schéma monophasé de la liaison réseau

Le diagramme vectoriel correspondant (figure A.2.a) permet d'écrire :

$$(E + ri)^2 + (l\omega_s i)^2 = U_m^2 \quad (\text{A.1})$$

Un fonctionnement à facteur unitaire n'est possible que si  $U_m < u$  (figure A.2.a) c'est à dire pour une valeur efficace du courant telle que :

$$i^2 < \frac{1}{r^2 + (l\omega_s)^2} (u^2 - E^2) \quad (\text{A.2})$$

$u$  est la valeur de la tension du bus continu. Compte tenu de la valeur importante du courant  $i = i_{m\_mac} + i_{m\_mac2} + i_{m\_mac3}$ , il est nécessaire d'augmenter significativement la valeur du bus continu  $u$  pour pouvoir maintenir un facteur de puissance unitaire (figure.2.b).

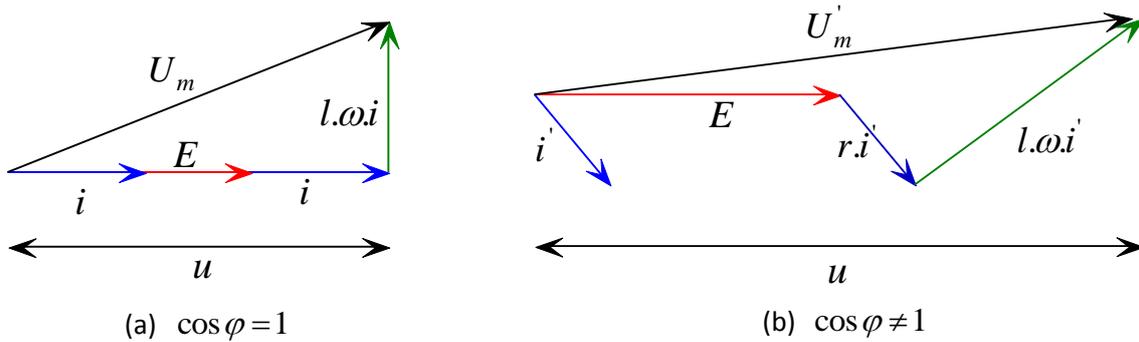


Fig. A.2. Diagramme vectoriel de la liaison réseau en valeur crête

### A.1.2 Calcul de la tension du bus continu

Pour déterminer la valeur de la tension du bus continu nécessaire pour transiter une puissance donnée, on utilise un schéma équivalent monophasé simplifié de la liaison entre le bus continu, l'onduleur et le réseau (en négligeant la résistance du filtre d'entrée). Pour cela, l'onduleur et le réseau sont considérés comme des sources de tension monophasées (figure A.3).

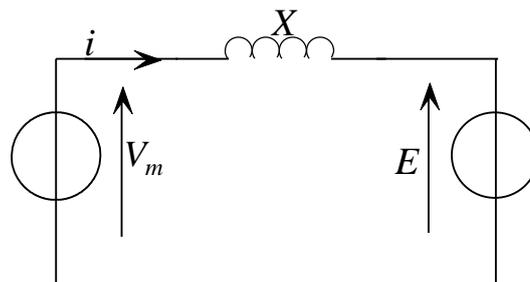


Fig. A.3. Schéma monophasé simplifié de la liaison réseau

$V_m$  est la valeur efficace du fondamental de la tension modulée par l'onduleur,  $E$  est la valeur efficace de la tension simple à l'entrée du transformateur.  $X$  est l'impédance monophasée de la self de lissage. On a représenté sur la figure A.4 le diagramme vectoriel correspondant.

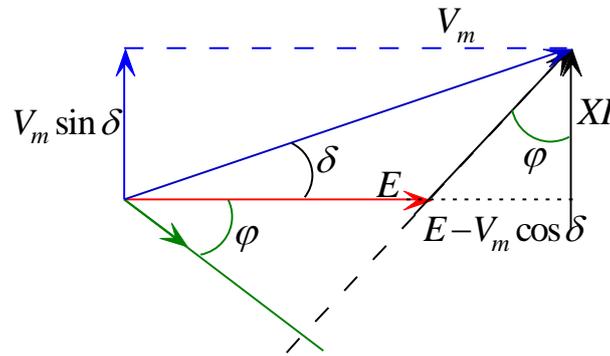


Fig. A.4. Schéma monophasé simplifié de la liaison réseau

On peut donc exprimer, les puissances actives et réactives consommées du côté de l'onduleur et au primaire du transformateur, en triphasé. La puissance réactive envoyée sur le réseau (au primaire du transformateur), on a :

$$Q = 3EI \sin \varphi \quad (\text{A.3})$$

Cette quantité peut être écrite en fonction du déphasage entre  $E$  et  $XI$ . On considère la projection du vecteur  $XI$  sur l'axe porté par  $E$  :  $X.I.\sin \varphi$ . Cette dernière est équivalente à la quantité  $E - V_m \cos \delta$  D'où

$$Q = \frac{3E(E - V_m \cos \delta)}{X} \quad (\text{A.4})$$

La puissance active s'exprime par :

$$P = 3EI \cos \varphi \quad (\text{A.5})$$

Or, la projection de  $XI$  sur l'axe perpendiculaire à celui porté par  $E$  :  $XI \cos \varphi$  s'écrit aussi sous la forme  $V_m \sin \delta$  d'où :

$$P = \frac{3EV_m \sin \delta}{X} \quad (\text{A.6})$$

Pour l'application considérée, la vitesse de la machine est asservie de manière à obtenir un maximum de puissance extraite du vent. On définit le paramètre  $r$ , appelé taux de modulation, qui permet de caractériser la valeur efficace du fondamental de la tension modulée par l'onduleur :

$$V_m = \frac{r.u}{2\sqrt{2}} \quad (\text{A.7})$$

Pour dimensionner la tension du bus continu  $u$ , on introduit le paramètre :

$$u = \alpha.E.2\sqrt{2} \quad (\text{A.8})$$

De (A.7) et (A.8) on déduit :

$$V_m = r\alpha E \quad (\text{A.9})$$

Les puissances sont alors exprimées en fonction de ce paramètre selon :

$$Q = \frac{3E^2(1-r\alpha \cos \delta)}{X} \quad (\text{A.10})$$

$$P = \frac{3.E^2.\sin \delta.r.\alpha}{X} \quad (\text{A.11})$$

Or, pour un fonctionnement souhaité à puissance réactive nulle (qui est le cas souhaité dans notre étude), on obtient à partir de  $Q = 0$  :

$$r.\alpha.\cos \delta = 1$$

Autrement dit, à partir de (A.11) :

$$P = \frac{3.E^2.\sqrt{r^2.\alpha^2 - 1}}{X} \quad (\text{A.12})$$

Afin de transférer le maximum de puissance sur le réseau, le taux de modulation est unitaire. Donc, la relation A.12 devient :

$$r = 1 \Rightarrow |P| = \frac{3.E^2.\sqrt{\alpha^2 - 1}}{X} \quad (\text{A.13})$$

Connaissant la puissance maximale fournie par notre éolienne, on peut déterminer le paramètre  $\alpha$  à partir de ce paramètre et de la valeur efficace des tensions du réseau, on fixe la valeur de la tension du bus continu correspondante en utilisant l'équation (A.8).

$$\alpha^2 = \frac{P_{\max} \cdot X^2}{9.E^4} + 1 = 1.35$$

Où :

$$\alpha = \sqrt{\frac{P_{\max} \cdot X^2}{9 \cdot E^4} + 1}$$

Et donc, en utilisant l'équation (A.8), on détermine la tension du bus continu

$$u = \alpha \cdot E \cdot 2 \cdot \sqrt{2}$$

## A.2 Calcul d'un régulateur PI avec compensation

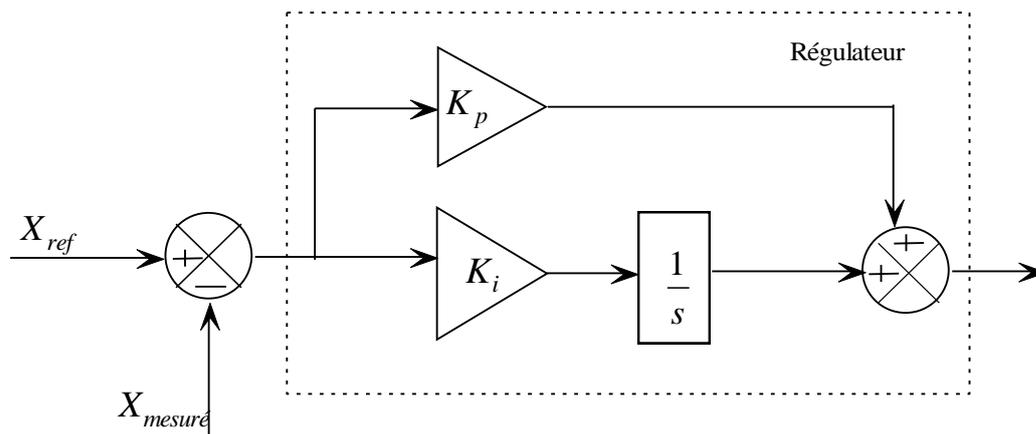


Fig. A.5. Schéma bloc du correcteur PI avec compensation de la constante de temps

La forme du correcteur est la suivante :

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (\text{A.14})$$

Avec :

$K_p$  : Gain proportionnel du correcteur ;

$K_i$  : Gain intégral du correcteur.

Pour une fonction de transfert d'un processus associée à ce correcteur :

$$H(s) = \frac{k}{1 + \tau \cdot s} \quad (\text{A.15})$$

La fonction de transfert en boucle ouverte s'écrit :

$$H_{bo}(s) = \frac{k(K_p + \frac{K_i}{s})}{1 + \tau.s} = \frac{k(K_p.s + K_i)}{s(1 + \tau.s)} = K_i.k \frac{1 + \frac{K_p.s}{K_i}}{s.(1 + \tau.s)} \quad (\text{A.16})$$

Si on pose  $\frac{K_p}{K_i} = \tau$  on aura

$$H_{bo}(s) = \frac{K_i.k}{s} \quad (\text{A.17})$$

La fonction de transfert en boucle fermée s'écrit :

$$H_{bo}(s) = \frac{K_i.k}{K_i.k + s} = \frac{1}{1 + \frac{1}{K_i.k}.s} \quad (\text{A.18})$$

Le temps de réponse  $t_r$  du système bouclé pour atteindre 95% de la consigne

$$t_r = 3 \frac{1}{K_i.k} \quad (\text{A.19})$$

$$K_i = \frac{K_p}{\tau} \quad (\text{A.20})$$

Alors on trouve :

$$t_r = 3. \frac{\tau}{K_p.k} \quad (\text{A.21})$$

$$\text{D'où} \begin{cases} K_p = \frac{3\tau}{t_r.k} \\ K_i = \frac{3}{t_r.k} \end{cases} \quad (\text{A.22})$$

## ANNEXE B

### B.1 Paramètres de la MASDE

Les paramètres de la MASDE sont donnés dans le tableau(B.1)

Tableau B.1 : Paramètres de la MASDE

Puissance nominale	$P_n = 1.5MW$
Tension nominale	$V_n = 400V$
Vitesse nominale	$v_n = 1500tr/mn$
Fréquence nominale	$f_s = 50Hz$
Résistances d'une phase statoriques (étoile 1 et 2)	$R_{s1} = R_{s2} = 0.008\Omega$
Resistance d'une phase rotorique	$R_r = 0.007\Omega$
Inductances de fuites d'une phase statoriques (étoiles 1 et 2)	$L_{s1} = L_{s2} = 1.34e-4H$
Inductance de fuite d'une phase rotorique	$L_r = 6.7e-5H$
Inductance mutuelle cyclique stators-rotor	$L_m = 0.0045H$
Moment d'inertie	$J = 100 kg \cdot m^2$
Coefficient de frottement	$K_f = 2.5N.m.s/rd$
Nombre de paires de pôles	$p = 2$

### B.2 Paramètres de la chaîne de conversion raccordée au réseau électrique

Les paramètres du bus continu, du filtre et du réseau sont donnés dans le tableau (B.2)

Tableau B.2 : Paramètres de la chaîne de conversion raccordée au réseau électrique

	Paramètres	Valeur numérique
Bus Continu	Tension(V)	1130
	Capacité(F)	0.072
Filtre	Resistance ( $\Omega$ )	0.01
	Inductance(H)	0.001
Réseau	Tension simple efficace(V)	400
	Fréquence (Hz)	50

### B.3 Paramètres de la turbine éolienne

Paramètres de la turbine éolienne traités dans ce travail sont donnés dans le tableau (B.3)

Tableau B.3 : Paramètres de la turbine éolienne

Rayon de la turbine	$R=36\text{m}$
Moment d'inertie	$J=30\text{kg. m}^2$
Multiplicateur de vitesse	$G=90$
Coefficient de puissance maximal	$C_{p\_max}=0.5$
Vitesse spécifique optimale	$\lambda_{opt}=4.8$
Vitesse nominale du vent	$V_{vent}=12.5\text{m/s}$
Nombre de pales	3

### B.4 Paramètres du réseau électrique

Paramètres du réseau traités dans ce travail sont donnés dans le tableau (B.4)

Tableau B.4 : Paramètre du réseau électrique

Puissance du parc éolien	3MW
Puissance apparente de la charge	6MVA
La tension de la source	15kV
La tension de l'éolienne	690V
La valeur de la résistance de la ligne	$0.48\Omega/\text{Km}$
La valeur de la réactance de la ligne	$0.448\Omega/\text{Km}$

## ANNEXE C

### C.1 Sous-ensembles flous

Une des notions fondamentale dans les mathématiques est la notion d'ensemble. La théorie des ensembles a été crée par le mathématicien allemand Georg Cantor.

Il a défini les ensembles comme de la collection d'objets. Un ensemble peut être défini, discret ou continu. Nous pouvons le décrire de trois manières différentes :

1. En donnant une liste de ses éléments.

Par exemple :  $E = \{a, b, c, d, e\}$  est un ensemble fini, qui contient cinq éléments. Ces éléments appartiennent à cet ensemble et cela peut être noté :

$a \in E, b \in E, \dots e \in E$ . la relation inverse est notée :  $x \notin E$ .

2. En donnant une propriété pour l'appartenance.

Si  $P(x)$  est un prédicat qui énonce que l'élément  $x$  a la propriété  $P(x)$ , alors l'ensemble de tous les  $x$  avec cette propriété est noté comme :  $E = \{x / P(x)\}$ .

3. En définissant la fonction caractéristique pour tous les éléments  $x$  de l'univers du discours  $U$ . L'univers du discours est l'ensemble référentiel qui contient tous les éléments qui sont en relation avec le cotexte donné.

La fonction caractéristique de l'ensemble  $E$ ,  $\mu_E : \longrightarrow \{0,1\}$  est défini comme :

$$\mu_E(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \in E \\ 0 & \text{si } x \notin E \end{cases} \quad (\text{C.1})$$

Cette fonction s'appelle **fonction d'appartenance**.

### C.2 fonction d'appartenance

#### C.2.1 Définition

Les valeurs affectées aux variables linguistiques ne sont pas des entiers ou des réels ou autre mais des « ensembles flous ». Supposons que la figure (C.1.a) représente un ensemble classique des personnes dans la force de l'age.

La lettre  $\mu$  désigne l'appartenance à cet ensemble et  $x$  désigne l'âge.

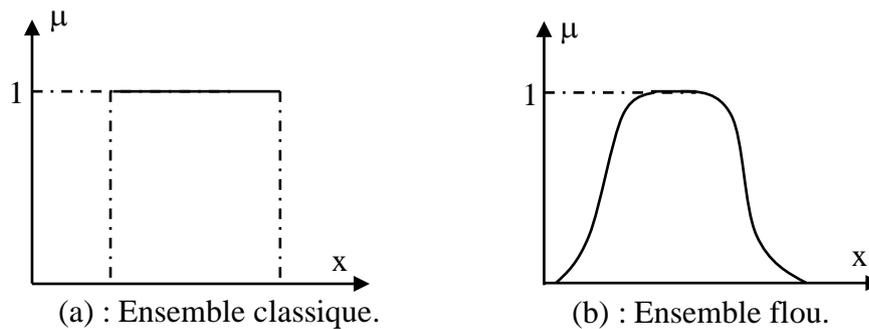


Fig C.1 Représentation graphique de sous-ensemble dont les ensembles de référence est infinis.

Si l'on présente cette propriété comme une propriété floue, où doit passer à un ensemble flou et nous pouvons dessiner une courbe comme celle de la figure (C.1.b). Cette courbe est arbitraire, subjective, dépendante de l'instant parce que les différentes personnes jugent différemment les propriétés concernant l'âge.

### C.2.2 Notation

Pour un ensemble flou continu  $A$  dans l'ensemble de référence  $U$ , on utilise la notation suivante :

$$A = \int_U \mu_A(x) / x \quad (C.2)$$

Où la fonction d'appartenance est exprimée sous une forme analytique.

Par exemple : la fonction qui représente les nombres réels autour de 10 peut être exprimée de la façon suivante :

$$\mu_A(x) = \frac{1A}{1 + \left(\frac{1}{5}(x-10)\right)^2} \quad (C.3)$$

Il suit que l'ensemble flou est :

$$A = \int_R \left( \frac{1}{1 + \left(\frac{1}{5}(x-10)\right)^2} \right) dx \quad (C.4)$$

### C.3 Différentes formes de fonction d'appartenance

Nous avons vu que chaque ensemble flou peut être représenté par sa fonction, d'appartenance. Si l'ensemble de référence est discret, les fonctions d'appartenance sont des valeurs discrètes de l'intervalle  $[0, 1]$ . Si l'univers du discours est un ensemble continu, nous pouvons représenter ces valeurs analytiquement comme fonction d'appartenance. Les fonctions d'appartenance peuvent avoir différentes formes :

- Monotones (croissantes ou décroissantes), comme montré sur la figure (C.2) et (C.3).
- Triangulaires : figure (C.4.a).
- Trapézoïdales : figure (C.4.b).
- En forme de cloche (Gaussiennes). Comme montré sur la figure (C.4.c).

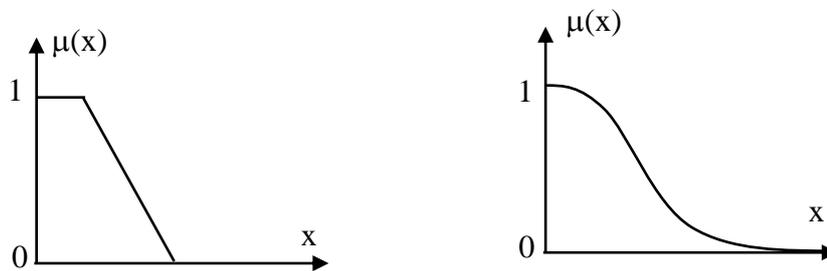


Fig. C.2 Exemples de fonctions d'appartenance monotones décroissantes.

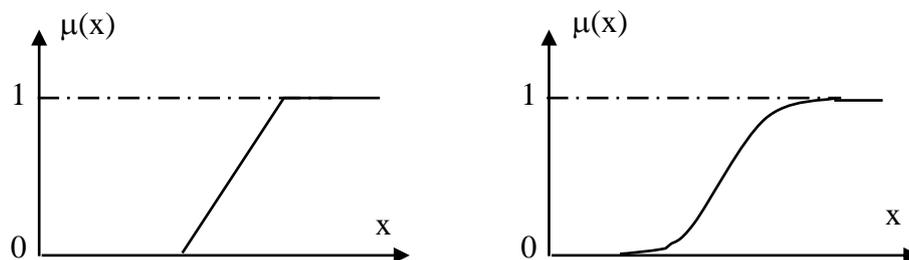


Fig. C.3 Exemples de fonctions d'appartenance monotones croissantes.

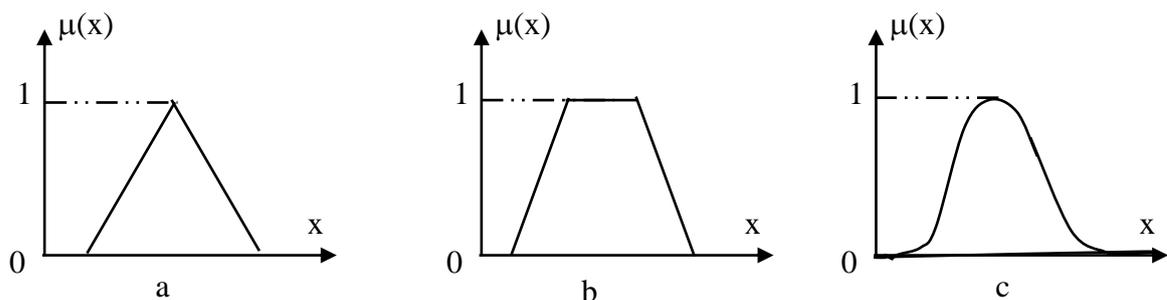


Fig.C.4 Exemples de fonctions d'appartenance

## C.4 Fuzzification des entrées

L'objectif de la fuzzification est de transformer les variables déterministes d'entrée en variables floues, c'est-à-dire en variables linguistiques, en définissant des fonctions d'appartenance pour ces différentes variables d'entrée.

Un exemple de fuzzification continue est illustré (fig .C.8)

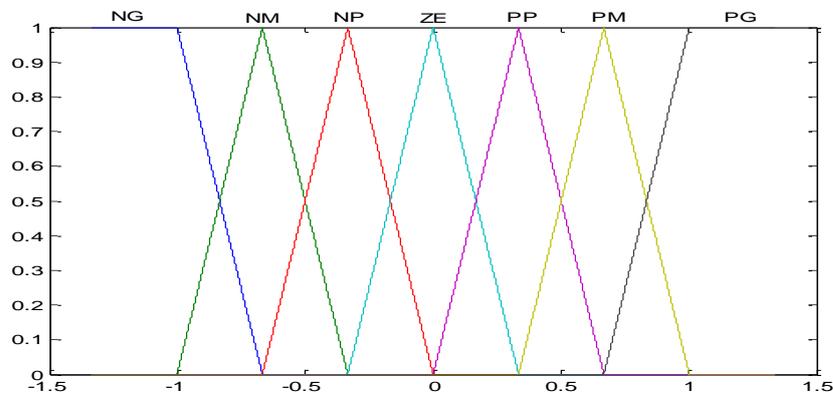


Fig. C.8 Fuzzification continue avec sept fonctions d'appartenance.

Le processus de fuzzification et défuzzification dans le bloc de simulation de la logique floue est donné par la figure(C.9)

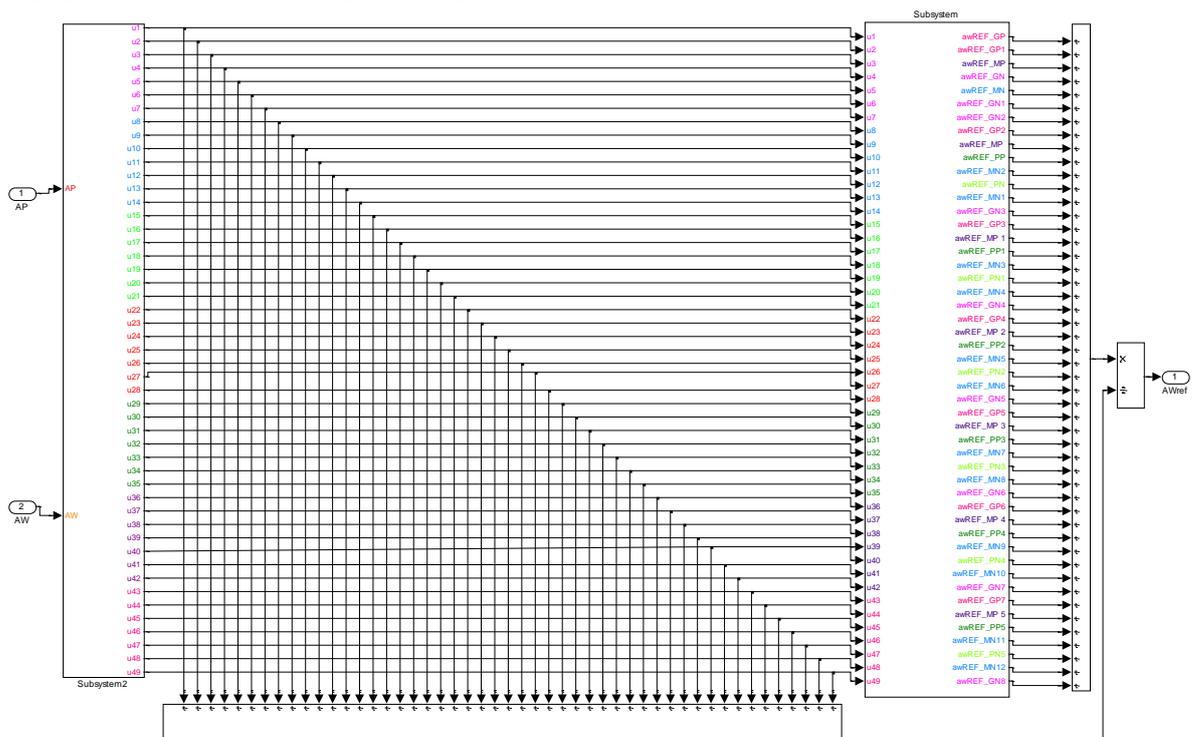


Fig. C.9 Le processus de fuzzification et défuzzification dans le bloc de simulation de la logique floue

## Résumé

La production d'électricité à partir d'éoliennes a été encouragée dans un certain nombre de pays par la mise en place de mécanismes de soutien. Ainsi, la filière éolienne s'est massivement développée et représente dans certains pays une part significative de la capacité totale de production électrique. Dans ce contexte, le travail présenté consiste à l'évaluation de l'aérogénérateur à vitesse variable à base de la machine asynchrone double étoile (MASDE) connecté au réseau électrique. Les modèles mathématiques des systèmes étudiés ont été abordés, en commençant avec les modèles de la MASDE et de la turbine, suivie par ceux des convertisseurs statiques, pour cela, une technique de commande a été traitée, à savoir, le contrôle vectoriel. Le principe de contrôle à facteur de puissance unitaire a été intégré dans la partie de la régulation du bus continu. L'optimisation de la chaîne de conversion éolienne est concrétisée par deux méthodes : la première étant l'algorithme MPPT, dans le cas où la caractéristique de la turbine est connue, par manque d'information sur la caractéristique ( $C_p(\lambda)$ ) de la turbine, la méthode non linéaire la plus adaptée est la théorie de la logique floue. La limitation de puissance est effectuée par la commande purement électrique du générateur. L'intégration d'une ferme éolienne dans un réseau radial s'est avérée efficace pour la stabilité de la tension. En effet, les résultats de simulation montrent que son insertion contribue à la stabilité de la tension au point de connexion. Enfin, dans le cadre de la régulation de la tension, le contrôle de la puissance réactive a été abordé pour la compensation.

**Mots clés :** *Turbine éolienne, MASDE, Réseau électrique, Convertisseurs AC/DC/AC, Contrôle vectoriel, Algorithme MPPT avec contrainte, Maintien du plan de tension.*

## Abstract

The production of electricity from wind systems was encouraged in a certain number of countries by the installation of support mechanisms. Thus, the wind die is massively developed and represents in some countries a significant part of the total capacity of electric production. In this context, the present work consists of the evaluation of the aero-generator containing the DSIG connected to the electrical supply network. The mathematical models of the studied systems were approached, starting with the models of the DSIG and the wind turbine, followed by those of the power electronic convertors, for that, a technique of vector control was treated. The principle of control to unit power-factor was integrated in the part of the regulation of the continuous bus. The optimization of the wind conversion is concretized by two methods: the first was the MPPT algorithm, when the characteristic of the wind turbine is known, in case of miss information about the characteristic ( $C_p(\lambda)$ ) of the turbine, the most adapted nonlinear method is the theory of fuzzy logic. The limitation of power is carried out by electrical control of the generator. The integration of a wind farm in a radial system proved to be effective for the stability of the voltage. Indeed, the simulation results show that its insertion contributes to the improvement of the stability of voltage at the connection point. In the end, within the framework of the voltage regulation, we used the control of the reactive power for the compensation.

**Key-words:** *wind turbine, DSIG, grid connection, AC/DC/AC converters, vector control, technical optimization, MPPT algorithm, holding of the voltage plan.*