

N° d'ordre :

Université de Saida– Dr. Moulay Tahar
Faculté de Technologie

Thèse

Présentée pour obtenir le diplôme de

Doctorat 3ième Cycle

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Filière : Electrotechnique

Par :

ATALLAH Meddah

Thème :

**Modélisation et pilotage d'une ferme éolienne participant à
la gestion du réseau électrique**



Thèse soutenue le devant le jury composé de :

N° Nom et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
01 BOUMEDIENE Larbi	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Président
02 MEZOUAR Abdelkader	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Rapporteur
03 BELGACEM Kheira	MCA.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Co-rapporteur
04 FELLAH Mohamed Karim	Prof.	Université Djilali Liabès de Sidi Bel Abbès	Examineur
05 KHATIR Mohamed	Prof.	Université Djilali Liabès de Sidi Bel Abbès	Examineur
06 LAKDJA Fatiha	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Examineur

.... Avant-propos

Ce travail a été réalisé au niveau de Laboratoire de recherche **LGE (Laboratoire de Génie Electrotechnique)** du département d'électrotechnique de l'université de Saida – Dr. Tahar Moulay.

En premier lieu, j'exprime ma profonde gratitude envers mon directeur de thèse Monsieur **MEZOUAR Abdelkader**, Professeur à l'université de Saida – Dr. Moulay Tahar, pour m'avoir confié ce projet de thèse et de l'avoir dirigé. Il n'a jamais arrêté de me conseiller et de m'orienter tout au long de ces années de travail. Les nombreuses discussions que nous avons pu avoir, sa disponibilité ainsi que ses précieuses qualités humaines comptent beaucoup dans les résultats obtenus lors de ce travail. Qu'il trouve ici, l'expression de mon respect et de ma profonde reconnaissance.

J'exprime également ma reconnaissance à l'égard de Madame **BELGACEM Kheira**, Maitre de conférence (A) à l'université de Saida – Dr. Moulay Tahar, pour avoir co-encadrée cette thèse et pour ses nombreux conseils précieux et leur encouragement qu'il n'a cessés de me prodiguer le long de ce travail.

Je remercie très vivement Monsieur **BOUMEDIENE Larbi**, Professeur à l'université de Saida – Dr. Moulay Tahar pour avoir examiné ce travail et pour l'intérêt qu'il a porté à cette thèse en me faisant l'honneur de présider au jury.

Mes très vifs remerciements vont également à Monsieur **FELLAH Mohamed Karim** et Monsieur **KHATIR Mohamed**, Professeurs à l'université Djilali Liabès de Sidi Bel Abbès et Madame **LAKDJA Fatiha**, Professeur à l'université de Saida – Dr. Moulay Tahar pour leur participation à l'évaluation de cette thèse à titre de membre du jury

Je tiens, également, à exprimer toute ma reconnaissance envers Monsieur **SAIDI Youcef**, Docteur diplômé à l'université de Saida – Dr. Moulay Tahar, ainsi que Monsieur **BENMAHDJOUR Mohamed Amin**, Maitre de conférence (B) à l'université de Saida – Dr. Moulay Tahar.

Que tous les enseignants qui ont contribué à ma formation, depuis la première classe de primaire jusqu'à aujourd'hui, reçoivent ma gratitude, et en particulier, ceux du département d'Electrotechnique de l'université de Saida.

Finalement, sans citer de noms, que mes amis, mes collègues et le personnel du département d'électrotechnique, de l'université de Saida – Dr. Moulay Tahar, trouvent ici mes sincères remerciements.

.... Dédicace....

Avant tout, je remercie DIEU qui m'a donné le courage et la volonté.

Je dédie ce travail a :

Mes chers parents, sans qui je ne serai pas où j'en suis aujourd'hui.
J'avoue que c'est grâce à vos sacrifices je suis arrivé à devenir ce
que je suis aujourd'hui. Je ne vous remercierai jamais assez

Mes parents ATALLAH Mohammed, BEN ATALLAH Fatna, que dieu vous garde en
bonne santé.

Mes frères, Mes sœurs et Mes amis pour leur soutien,
Leurs encouragements continus et leurs amours inconditionnels.

Mon neveu FEKIER Kadda que je vous aime énormément.

A tous les familles ATALLAH, MEDDAHI, TIENTI, NAILI, KHORSI, DERKAOUI et
Kaid Hamou.

Table des matières

Avant-propos.....	
Dédicace.....	
Table des matières.....	i
Table des notations et des symboles.....	viii
Introduction générale.....	1

Chapitre I : Etat de l'art sur l'intégration des fermes éoliennes aux réseaux électriques

I.1. Introduction.....	6
I.2. Généralités sur la constitution des réseaux électriques.....	6
I.2.1. Réseau électrique de transport et de répartition.....	8
I.2.2. Réseau électrique de distribution.....	8
I.3. Types de fonctionnement des éoliennes.....	9
I.3.1. Eoliennes à vitesse fixe.....	9
I.3.2. Eoliennes à vitesse variable.....	10
I.4. Structure de la ferme éolienne.....	14
I.5. Topologies de raccordement d'une ferme éolienne au réseau électrique.....	15
I.5.1. Système de raccordements interne.....	15
I.5.1.1. Système de raccordement interne en AC.....	15
I.5.1.2. Système de raccordement interne en DC.....	18
I.5.2. Système de raccordement externe.....	20
I.5.2.1. Système de transmission en HVAC.....	20
I.5.2.2. Système de transmission en HVDC.....	21
I.6. Intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique.....	22
I.7. Niveaux de tension de raccordement.....	22
I.8. Problèmes techniques de raccordement des éoliennes au réseau électrique.....	22
I.8.1. Problème de l'instabilité de la fréquence (ou de la puissance active).....	23
I.8.2. Problème de l'instabilité de la tension (ou de la puissance réactive).....	25
I.9. Problème de qualité de l'énergie.....	27

I.9.1. Problèmes de qualité de l'énergie côté réseau.....	27
I.9.2. Problèmes de qualité de l'énergie côté éolienne.....	29
I.10. Solutions pour l'intégration des éoliennes au réseau électrique.....	29
I.11. Conclusion.....	32

Chapitre II : Modélisation et contrôle de la partie mécanique du système éolien

II.1. Introduction.....	35
II.2. Conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique.....	37
II.3. Conception d'une éolienne à axe horizontal.....	38
II.4. Modélisation de la turbine éolienne.....	40
II.4.1. Modèle du vent.....	40
II.4.2. Puissance aérodynamique.....	42
II.4.3. Dispositif d'entraînement.....	43
II.5. Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable.....	46
II.5.1. Objectifs du contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable.....	46
II.5.2. Conception de la stratégie de contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable.....	48
II.5.3. Caractéristiques de puissance et de couple aérodynamique de la turbine éolienne.....	48
II.6. Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable en dessous de la puissance nominale.....	50
II.6.1. Contrôle indirect en vitesse.....	50
II.6.2. Contrôle par retour du couple aérodynamique.....	52
II.6.3. Contrôle direct en vitesse.....	53
II.6.3.1. Contrôle direct en vitesse par le contrôleur Proportionnel-Intégral.....	54
II.6.3.2. Contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.....	56
II.7. Résultats de simulation des différentes structures des commandes proposées.....	58
II.7.1. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle indirect en vitesse.....	59
II.7.2. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle par retour du couple aérodynamique.....	61
II.7.3. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI.....	63
II.7.4. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.....	65
II.7.5. Interprétation des résultats de simulation.....	66
II.8. Conclusion.....	68

Chapitre III : Modélisation d'une ferme éolienne à base des GADAs

III.1. Introduction.....	70
III.2. Description et modélisation de la GADA connectée au réseau électrique équilibré.....	71
III.2.1. Description de la GADA.....	71

III.2.2. Modélisation diphasée de la GADA connectée au réseau électrique équilibré.....	71
III.2.2.1. Equations électriques dans le repère de Park.....	71
III.2.2.2. Relations électromagnétiques (relation flux-courants).....	72
III.2.2.3. Equation du couple électromagnétique.....	73
III.2.2.4. Equation mécanique.....	73
III.2.3. Modèle de la GADA connectée au réseau électrique équilibré en système per unit.....	74
III.2.3.1. Equations électriques en pu.....	74
III.2.3.2. Equations mécanique en pu.....	74
III.2.3.3. Modèle 5 ^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique équilibré.....	75
III.2.3.4. Modèle 3 ^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique équilibré.....	79
III.3. Résultats de la simulation.....	80
III.4. Redresseur à MLI (à deux niveaux et trois bras).....	81
III.4.1. Structure et principe de fonctionnement.....	81
III.4.2. Représentation du redresseur à MLI dans le système triphasé.....	82
III.5. Onduleur à MLI (à deux niveaux et trois bras).....	84
III.5.1. Structure et principe de fonctionnement.....	84
III.5.2. Représentation de l'onduleur de tension dans le système triphasé.....	84
III.6. Modélisation d'une ferme éolienne.....	86
III.6.1. Modèle détaillé de la ferme éolienne.....	86
III.6.2. Modèle équivalent de la ferme éolienne.....	87
III.6.2.1. Paramètres mécaniques et électriques équivalents.....	87
III.6.2.2. Méthode d'agrégation complète de chaque groupe éolien dans la ferme.....	79
III.6.2.3. Méthode semi-agrégée de chaque groupe éolien dans la ferme.....	91
III.7. Résultats de simulation.....	94
III.8. Interprétations des résultats.....	98
III.9. Conclusion.....	99

Chapitre IV : Synchronisation d'une ferme éolienne à base des GADAs avec le réseau électrique

IV.1. Introduction.....	101
IV.2. Synchronisation d'une ferme éolienne avec le réseau électrique.....	101
IV.2.1. Processus de synchronisation du réseau électrique.....	101
IV.2.2. Modèle du 3 ^{ème} ordre de la GADA pour la synchronisation.....	102
IV.3. Commande du convertisseur côté réseau.....	103
IV.3.1. Commande vectorielle avec découplage par compensation.....	104
IV.3.2. Boucle interne de régulation des courants du CCR.....	105
IV.3.3. Boucle externe de régulation de la tension du bus continu.....	108

IV.3.4. PLL conventionnelle pour la synchronisation de la GADA avec le réseau électrique...	110
IV.4. Commande du convertisseur côté machine pour la synchronisation.....	111
IV.4.1. Commande du convertisseur côté machine par le contrôleur PI.....	112
IV.4.2. Schéma bloc de la commande de la GADA pour la synchronisation par le contrôleur PI.....	115
IV.4.3. Commande du convertisseur côté machine par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (IBSC).....	117
IV.4.3.1. 1 ^{er} étape : Définition des erreurs de suivi.....	117
IV.4.3.2. 2 ^{ème} étape : Choix de la fonction de Lyapunov pour assurer la stabilité du système.....	117
IV.4.3.3. 3 ^{ème} étape : Détermination des lois de commande pour les courants rotoriques.....	118
IV.4.4. Schéma bloc de la commande de la GADA pour la synchronisation par le contrôleur IBSC.....	119
IV.5. Schéma bloc de la commande des GADAs pour la synchronisation avec le réseau électrique.....	120
IV.6. Résultats de simulation.....	120
IV.6.1. Résultats de simulation du CCR et interprétations.....	121
IV.6.2. Résultats de simulation du CCM et interprétations.....	122
IV.7. Conclusion.....	126

Chapitre V : Contrôle et gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne raccordée au réseau électrique de distribution

V.1. Introduction.....	129
V.2. Contrôle d'une ferme éolienne raccordée au réseau de distribution.....	130
V.2.1. Contrôle de la fréquence (ou de la puissance active).....	130
V.2.2. Contrôle de la tension (ou de la puissance réactive).....	130
V.2.3. Nécessité d'un contrôle de la tension.....	131
V.3. Contrôle et gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne.....	131
V.3.1. Gestionnaires du réseau de transport ou du réseau de distribution.....	132
V.3.2. Supervision centrale d'une ferme éolienne.....	132
V.3.2.1. Algorithmes de supervision centrale.....	133
V.3.2.2. Limitations de puissance réactive.....	133
V.3.2.3. Gestion de la puissance active entre la ferme éolienne et le réseau électrique...	140
V.3.2.4. Gestion de la puissance réactive entre la ferme éolienne et le réseau électrique.....	141
V.3.2.5. Algorithme de supervision centrale basé sur le régulateur PI.....	143

V.3.2.6. Algorithme de supervision centrale base sur la distribution proportionnelle.....	145
V.3.3. Supervision locale d'une ferme éolienne.....	146
V.3.3.1. Gestion de la puissance active de la GADA.....	146
V.3.3.2. Gestion de la puissance réactive de la GADA.....	147
V.3.3.3. Algorithme de gestion des puissances active et réactive du stator et du CCR au niveau de l'unité de supervision locale.....	148
V.3.4. Commande vectorielle à flux orienté de la GADA.....	150
V.3.4.1. Commande du Convertisseur Côté Machine.....	150
V.3.4.2. Commande du Convertisseur Côté Réseau.....	151
V.4. Schémas bloc du contrôle et de la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne.....	151
V.5. Résultats de simulation.....	155
V.5.1. Résultats de simulation de la ferme éolienne et interprétations.....	155
V.5.2. Résultats de simulation des GADAs et interprétations.....	161
V.6. Conclusion.....	168

Chapitre VI : Modélisation et contrôle d'une ferme éolienne à base des GADAs en régime de défaut asymétrique du réseau électrique de distribution

VI.1. Introduction.....	171
VI.2. Modélisation de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré.....	172
VI.2.1. Technique de décomposition des séquences positive et négative dans le réseau électrique déséquilibré par la méthode ACIR.....	172
VI.2.2. Modèle du 3 ^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré.....	174
VI.2.3. Modèle du CCR connecté au réseau électrique déséquilibré.....	176
VI.3. Contrôle des puissances active et réactive d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré.....	177
VI.3.1. Supervision d'une ferme éolienne.....	177
VI.3.2. Commande de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré.....	177
VI.3.2.1. Calcul des courants rotoriques de référence de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré.....	179
VI.3.2.2. Commande du CCM par IBSC en mode de fonctionnement déséquilibré.....	180
VI.3.2.3. Commande du CCR par PI en mode de fonctionnement déséquilibré.....	185
VI.3.3. Schéma bloc du contrôle d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré en utilisant l'algorithme de la distribution proportionnelle.....	187
VI.4. Résultats de simulation.....	189
VI.4.1. Résultats de simulation de la ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré et interprétations.....	189

VI.4.2. Résultats de simulation des éoliennes de type GADA connectées au réseau électrique déséquilibré et interprétations.....	192
VI.5. Conclusion.....	196
Conclusion générale.....	197
.....	
Bibliographié.....	200
.....	
Annexes.....	209

Table des notations et des symboles

I. Grandeurs et paramètres mécaniques de la turbine éolienne :

a) Grandeurs mécaniques de la turbine éolienne :

E_v	(J)	Energie cinétique du vent,
m	(kg)	Masse de l'air,
V	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent,
A_0	(m.s ⁻¹)	Valeur moyenne du vent,
A_i	(m.s ⁻¹)	Amplitude de chaque turbulence,
V_n	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent nominale,
$V_{\min}$	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent minimale,
$V_{\max}$	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent maximale,
V_1	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent en amont,
V_2	(m.s ⁻¹)	Vitesse du vent en aval,
ρ	(Kg.m ⁻³)	Densité de l'air (approximativement 1,225 kg.m ⁻³ à la Pression atmosphérique normale et à 15°C),
S	(m ²)	Surface balayée du rotor,
P_v	(W)	Puissance de sortie du vent d'une turbine idéale,
P_n	(W)	Puissance nominale,
P_{ele}	(W)	Puissance nominale,
P_{aer}	(W)	Puissance aérodynamique,
T_{aer}	(N.m)	Couple aérodynamique,
$T_{aer,opt}$	(N.m)	Couple aérodynamique optimal,
T_{ls}	((N.m))	Couple mécanique sur l'arbre lent,
$T_{ls,opt}$	(N.m)	Couple mécanique sur l'arbre lent optimal,
ω_t	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la turbine,
$\omega_{t,opt}$	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la turbine optimale,
ω_{ls}	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de l'arbre lent,
C_p	(-)	Coefficient de puissance,
$C_{p,max}$	(-)	Coefficient de puissance maximal,

λ	(-)	Vitesse relative de la turbine,
λ_{opt}	(-)	Vitesse relative de la turbine optimale,
β	(°)	Angle d'orientation des pales,
R	(m)	Rayon des pales,
θ_t	(rd)	Position angulaire de la turbine,
θ_{ls}	(rd)	Position angulaire de l'arbre lent,
n_g	(-)	Gain de multiplicateur de vitesse,
η_{aer}	(-)	Rendement aérodynamique,

b) Paramètres mécaniques de la turbine éolienne en (SI) :

J_t	(Kg.m ²)	Inertie du rotor de la turbine,
f_t	(N.m/rd/s)	Coefficient de frottements visqueux du rotor de la turbine,
B_{ls}	(N.m/rd)	Coefficient de torsion de l'arbre lent,
K_{ls}	(N.m/rd/s)	Coefficient de frottements visqueux internes de l'arbre lent,

c) Paramètres mécaniques de la turbine éolienne en (pu) :

H_t	(pu)	Constante de l'inertie de la turbine éolienne,
B_{hs}^{pu}	(pu)	Coefficient de l'amortissement de couplage mécanique,
K_{hs}^{pu}	(pu)	Coefficient de la rigidité de couplage mécanique,

II. Grandeurs et paramètres mécaniques de la génératrice :

a) Grandeurs mécaniques de la génératrice :

T_{hs}	(N.m)	Couple de l'arbre rapide,
$T_{hs,opt}$	(N.m)	Couple de l'arbre rapide optimal,
T_{em}	(N.m)	Couple électromagnétique,
ω_g	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la génératrice,
ω_s	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de synchronisme,
θ_s	(rd)	Position angulaire du stator de la génératrice,
θ_r	(rd)	Position angulaire du rotor de la génératrice,
θ_g	(rd)	Position angulaire de la génératrice,
p	(-)	Nombre de paires de pôles,
g	(-)	Glissement,

b) Paramètres mécaniques de la génératrice en (SI) :

J_g	(Kg.m ²)	Inertie du rotor de la génératrice,
f_g	(Nm/rd/s)	Coefficient de frottements visqueux de la génératrice,

c) Paramètres mécaniques de la génératrice en (pu) :

H_g	(pu)	Constante de l'inertie de la génératrice,
-------	------	---

III. Grandeurs et paramètres électrique de la génératrice :**a) Grandeurs électrique au Stator en (SI)**

$v_{sa,*}, v_{sb,*}, v_{sc,*}$	(V)	Tensions statoriques triphasées,
$V_{abc,s,*}$	(V)	Vecteur des tensions statoriques triphasées,
$v_{sd,*}, v_{sq,*}$	(V)	Tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$V_{sdq,*}$	(V)	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$i_{sa,*}, i_{sb,*}, i_{sc,*}$	(A)	Courants statoriques triphasés,
$I_{abc,s,*}$	(A)	Vecteur des courants statoriques triphasés,
$i_{sd,*}, i_{sq,*}$	(V)	Courants statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$I_{sdq,*}$	(V)	Vecteur des Courants statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,

b) Grandeurs électrique au Stator en (pu)

v_{sd}, v_{sq}	(pu)	Tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
V_{sdq}	(pu)	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
i_{sd}, i_{sq}	(pu)	Courants statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
I_{sdq}	(pu)	Vecteur des courants statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,

c) Grandeurs électrique au Rotor en (SI)

$v_{ra,*}, v_{rb,*}, v_{rc,*}$	(V)	Tensions rotoriques triphasées,
$V_{abc,r,*}$	(V)	Vecteur des tensions rotoriques triphasées,
$v_{rd,*}, v_{rq,*}$	(V)	Tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$V_{rdq,*}$	(V)	Vecteur des tensions rotorique diphasées dans le repère (d, q) ,
$i_{ra,*}, i_{rb,*}, i_{rc,*}$	(A)	Courants rotoriques triphasés,
$I_{abc,r,*}$	(A)	Vecteur des courants rotoriques triphasés,
$i_{rd,*}, i_{rq,*}$	(V)	Courants rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,

$I_{rdq,*}$ (V) Vecteur des courants rotoriques diphasées dans le repère (d, q)

d) Grandeurs électrique au Rotor en (pu)

v_{rd}, v_{rq} (pu) Tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,

V_{rdq} (pu) Vecteur des tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,

E'_d, E'_q (pu) Forces électromotrices interne du rotor en régime permanent dans le repère (d, q) ,

V_{rdq} (pu) Vecteur des tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,

I_{rdq} (pu) Vecteur des Courants rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,

e) Grandeurs magnétique au Stator en (SI)

$\phi_{as,*}, \phi_{bs,*}, \phi_{cs,*}$ (Wb) Flux magnétiques au stator,

$\Phi_{abc,s,*}$ (Wb) Vecteur de flux magnétiques au stator,

$\phi_{sd,*}, \phi_{sq,*}$ (Wb) Flux statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

f) Grandeurs magnétique au Stator (pu)

ϕ_{sd}, ϕ_{sq} (pu) Flux statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

g) Grandeurs magnétique au Rotor en (SI)

$\phi_{ar,*}, \phi_{br,*}, \phi_{cr,*}$ (Wb) Flux magnétiques au rotor,

$\Phi_{abc,r,*}$ (Wb) Vecteur de flux magnétiques au rotor,

$\phi_{rd,*}, \phi_{rq,*}$ (Wb) Flux rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

h) Grandeurs magnétique au Rotor en (pu)

ϕ_{sd}, ϕ_{sq} (pu) Flux rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

f) Paramètres électrique de génératrice en (SI)

$R_{s,*}$ (Ω) Résistances statorique par phase,

$R_{r,*}$ (Ω) Résistances rotorique par phase,

$L_{s,*}$ (H) Inductance cyclique statorique,

$L_{r,*}$ (H) Inductance cyclique rotorique,

$L_{m,*}$ (H) Inductance cyclique mutuelle (entre stator et rotor),

$L_{s\sigma,*}$ (H) Inductance de fuite statorique par phase,

$L_{r\sigma,*}$ (H) Inductance de fuite rotorique par phase,

σ	(-)	Coefficient de dispersion : $\sigma = 1 - L_m^2 / (L_s L_r)$,
$T_{r,f}$	(s)	Constante de temps du convertisseur coté réseau,
T_r	(s)	Constante de temps rotorique,

k) Paramètres électrique de génératrice en (pu)

R_s	(pu)	Résistances statorique par phase,
R_r	(pu)	Résistances rotorique par phase,
X_s	(pu)	Réactance statorique,
X_r	(pu)	Réactance rotorique,
X_m	(pu)	Réactance mutuelle,
$X_{s\sigma}$	(pu)	Réactance de fuite du stator,
$X_{r\sigma}$	(pu)	Réactance de fuite du rotor,
X'_s	(pu)	Réactance transitoire : $X'_s = (X_s - (X_m^2 / X_r))$,
T'_o	(s)	Constante de temps transitoire en circuit ouvert : $T'_o = X_r / (\omega_s R_r)$,

IV. Grandeurs et paramètres du CCR :

a) Grandeurs du CCR :

v_{la}, v_{lb}, v_{lc}	(V)	Tensions d'alimentation du CCR,
$V_{abc,l}$	(V)	Vecteur des tensions d'alimentation triphasées du CCR,
i_{la}, i_{lb}, i_{lc}	(A)	Courants absorbée par le CCR,
$I_{abc,l}$	(A)	Vecteur des courants absorbés par le CCR,
v_{fa}, v_{fb}, v_{fc}	(V)	Tensions triphasées d'entées du redresseur,
$V_{abc,f}$	(V)	Vecteur des tensions d'alimentation triphasées du CCR,
S_a, S_b, S_c	(-)	Etats des interrupteurs du redresseur dans le repère (a, b, c),
V_{dc}	(V)	Tension de la sortie du redresseur (Bus continu),
i_{dc}	(A)	Courants de la sortie du redresseur (Bus continu),
i_c	(A)	Courants du condensateur,
i_{ch}	(A)	Courants de charge,

b) Paramètres du CCR :

R_f	(Ω)	Résistance de la ligne de connexion,
L_f	(H)	Inductance de la ligne de connexion,

R_{ch}	(Ω)	Résistance de charge,
C	(H)	Capacité de condensateur,

V. Grandeurs et paramètres du CCM :

a) Grandeurs du CCM :

$v_{ond,a}, v_{ond,b}, v_{ond,c}$	(V)	Tensions délivrée par l'onduleur,
$V_{abc,ond}$	(V)	Vecteur des tensions délivrées par l'onduleur,
$i_{ond,a}, i_{ond,b}, i_{ond,c}$	(A)	Courants délivrée par l'onduleur,
$I_{abc,ond}$	(V)	Vecteur des courants délivrés par l'onduleur,
F_a, F_b, F_c	(-)	Etats des interrupteurs de l'onduleur dans le repère (a, b, c),

b) Paramètres du CCM :

R_l	(Ω)	Résistance de filtre,
L_l	(H)	Inductance de filtre,

VI. Grandeurs et paramètres de la ferme éolienne :

a) Grandeurs cinétiques de la ferme éolienne en (SI) :

V_i	(m/s)	Vent incident sur l'éolienne d'indice i ,
V_{eq}	(m/s)	Vent incident sur l'éolienne équivalente,
S_i	(m ²)	Surface du rotor de la turbine éolienne d'indice i ,
S_{eq}	(m ²)	Surface du rotor de la turbine éolienne équivalent,
$C_{p,i}$	(-)	Coefficient de puissance de la turbine éolienne d'indice i ,
$C_{p,eq}$	(-)	Coefficient de puissance de la turbine éolienne équivalent,

b) Grandeurs mécanique de la ferme éolienne en (pu):

$P_{aér,i}$	(pu)	Puissance aérodynamique de la turbine éolienne d'indice i ,
$P_{aér,eq}$	(pu)	Puissance aérodynamique équivalent,
$T_{m,i}$	(pu)	Couple mécanique de la turbine éolienne d'indice i ,
$T_{m,eq}$	(pu)	Couple mécanique équivalent,
$\omega_{g,eq}$	(pu)	Vitesse de rotation équivalente de la génératrice,
$S_{T,i}$	(pu)	Capacité du transformateur auxiliaire d'indice i ,
$S_{T,eq}$	(pu)	Capacité du transformateur auxiliaire équivalent d'indice j ,

P_{WG}	(pu)	Puissance active produit par chaque groupe éolien,
Q_{WG}	(pu)	Puissance réactive produite par chaque groupe éolien,
P_{WF}	(pu)	Puissance active produite par la ferme éolienne,
Q_{WF}	(pu)	Puissance réactive produite par la ferme éolienne,

c) Paramètre mécanique de la ferme éolienne :

$H_{t,eq}$	(pu)	Constant de l'inertie équivalent de la turbine éolienne équivalent,
$H_{g,eq}$	(pu)	Constant de l'inertie équivalent de la génératrice équivalent,
$B_{hs,eq}$	(pu)	Coefficient de l'amortissement équivalent de couplage mécanique,
$K_{hs,eq}$	(pu)	Coefficient de la rigidité équivalent de couplage mécanique,

d) Paramètre électrique de la ferme éolienne :

$R_{s,eq}$	(pu)	Résistance équivalent du stator par phase,
$R_{r,eq}$	(pu)	Résistance équivalent du rotor par phase,
$X_{s,eq}$	(pu)	Inductance équivalent du stator,
$X_{r,eq}$	(pu)	Inductance équivalent du rotor,
$X_{m,eq}$	(pu)	Inductance mutuelle équivalent (entre stator et rotor),
$X_{T,i}$	(pu)	Réactance du transformateur auxiliaire d'indice i ,
$X_{T,eq}$	(pu)	Réactance du transformateur auxiliaire équivalent d'indice j ,
$Z_{C,WT,i}$	(pu)	Impédance du câble de connexion de chaque GADA au jeu de barre,
$Z_{C,WT,eq}$	(pu)	Impédance équivalente du câble de connexion,
i	(-)	Indice correspond à chaque éolienne individuelle,
j	(-)	Indice correspond de chaque groupe éolienne,
n	(-)	Nombre des éoliennes de chaque groupe dans la ferme,
N	(-)	Nombre des groupes éoliens dans la ferme,

VII. Repère :

$\vec{S}_a, \vec{S}_b, \vec{S}_c$	Axes lies aux enroulements triphasés statoriques,
$\vec{R}_a, \vec{R}_b, \vec{R}_c$	Axes lies aux enroulements triphasés rotoriques,
S_d, S_q	Axes lies aux enroulements biphasés statoriques,
R_d, R_q	Axes lies aux enroulements biphasés rotoriques,
(d, q)	Axes de référentiel de Park (tournant à la vitesse de synchronisme),
(α, β)	Axes de référentiel de Concordia (fixe au stator),

θ (rd)	Position angulaire du rotor par rapport au stator,
θ_s (rd)	Position angulaire du stator par rapport à l'axe (d),
θ_r (rd)	Position angulaire du rotor par rapport à l'axe (d),

VIII. Transformation :

s	Opérateur de LAPLACE,
P	Transformation de PARK $X_{abc} \rightarrow X_{dq}$,
C	Transformation de Concordia $X_{abc} \rightarrow X_{dq}$,

IX. Grandeurs de commande :

ω_g^*	(rd.s ⁻¹)	Vitesse de rotation de la génératrice de référence,
θ_g^*	(rd)	Position angulaire de la génératrice de référence,
T_{em}^*	(N.m)	Couple électromagnétique de référence,
T_{hs}^*	(N.m)	Couple de l'arbre rapide de référence,
v_{sd}^*	(pu)	Tension statoriques directe de référence,
v_{sq}^*	(pu)	Tension statoriques en quadratures de référence,
i_{rd}^*	(pu)	Courant rotorique direct de référence,
i_{rq}^*	(pu)	Courant rotorique en quadrature de référence,
i_{ld}^*	(pu)	Courant absorbé direct de référence,
i_{ld}^*	(pu)	Courant absorbé en quadrature de référence,
P_{WF}^*	(pu)	Puissance active de référence de la ferme éolienne,
Q_{WF}^*	(pu)	Puissance réactive de référence de la ferme éolienne,
P_{WG}^*	(pu)	Puissance active de référence d'un groupe éolienne,
Q_{WG}^*	(pu)	Puissance réactive de référence d'un groupe éolienne,
P_{WT}^*	(pu)	Puissance active de référence d'une turbine éolienne,
Q_{WT}^*	(pu)	Puissance réactive de référence d'une turbine éolienne,
P_s^*	(pu)	Puissance active de référence du stator de la GADA,
Q_s^*	(pu)	Puissance réactive de référence du stator de la GADA,
P_f^*	(pu)	Puissance active de référence du CCR,

Q_f^* (pu) Puissance réactive de référence du CCR,

X. Nomenclature :

En Français Nomenclature :

THT	Très Haute Tension,
HT	Haut Tension,
MT	Moyenne Tension,
BT	Basse Tension,
SCEE	Système de Conversion d'Energie Eolienne,
MAS	Machine Asynchrone,
GACE	Génératrice Asynchrone à Cage d'Ecureuil,
GARB	Génératrice Asynchrone à Rotor Bobiné,
GADA	Génératrice Asynchrone à Double Alimentation,
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation,
GSAP	Génératrice Synchrone à Aimant Permanents,
GSRB	Génératrice Synchrone à Rotor Bobiné,
N	Nombre des Groupe Eolien,
n	Nombre des Eoliennes dans Chaque Groupe,
CTR	Conditions Techniques de Raccordement,
TRF	Transformateur,
KM	Contacteur,
CCM	Convertisseur Côte Machine,
CCR	Convertisseur Côte Réseau,
CM	Côte Machine,
CR	Côte Réseau,
PCC	Point Commune de Connexion,
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion,
FEM	Force Electromotrice,
CEI	Commission Electrotechnique Internationale,
ACIR	Annulation de la Composante Inverse du Retard,
PI	Proportionnel-Intégral,

En English

DSP	Digital Signal Processor,
FPGA	Field Programmable Gate Array,
AC	Alternative Courant,

DC	Direct Courant,
HVAC	High Voltage Alternating Current,
HVDC	High Voltage Direct Current,
LCC-HVDC	Line Commutated Converter High Voltage Direct Current,
CSC	Current Source Converter,
VSC-HVDC	Voltage Source Converter High Voltage Direct Current,
DR-HVDC	Diode Rectifier High Voltage Direct Current,
ALL-DC	All Direct Current,
ZVRT	Zero Voltage Ride Through,
LVRT	Low Voltage Ride Through,
HVRT	High Voltage Ride Through,
GTO	Gate Turn-Off Thyristor,
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor,
MOSFET	Metal-Oxide-Semiconductor Field Effect Transistor,
PMW-CSC	Pulse Width Modulation Current Source Converter,
PWM	Pulse Width Modulation
FRT	Fault Ride-Through,
FACTS	Flexible Alternatif Curent Transmission System,
D-FACTS	Distribution Flexible Alternatif Curent Transmission System,
SVC	Static VAr Compensator,
D-SVC	Distribution Static VAr Compensator,
TSR	Tip Speed Ratio,
MPPT	Maximum Power Point Tracking,
FAST	Fatigue, Aerodynamic, Structures, and Turbulence,
NREL	National Renewable Energy Laboratory,
IBSC	Integral Backstepping Control,
PLL	Phase Locked Loop,
SCADA	Supervisory, Control And Data Acquisition,
UPF	Untied power factory,
DTC	Direct Torque Control,
DPC	Direct Power Control,
DVR	Dynamic Voltage Restorer,
SSSC	Static Synchronous Series Compensation.

Publications

Type : Revue Internationale

M. Atallah, A. Mezouar, K. Belgacem, M. A. Benmahdjoub, Y. Saidi, and B. Brahmi, "Power Control and Management of DFIGs Wind Farm Equipped with Aggregation Methods by Using Local Supervision Unit Based on S-Function Builder", *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 33, pp. 912-928, 2022 (**Springer, Impact factor = 1,9**).

M. Atallah, A. Mezouar, K. Belgacem, M. A. Benmahdjoub, Y. Saidi, and B. Brahmi, "Grid Synchronization of Equivalent Wind Farm Equipped with DFIG Model for Transient Stability by Using Nonlinear Integral Backstepping Control", *Arabian Journal for Science and Engineering*, pp. 1-13, 2022 (**Springer, Impact factor = 2,9**).

M. Atallah, A. Mezouar, K. Belgacem, Luis. M. Fernández –Ramírez, M. A. Benmahdjoub, Y. Saidi, and B. Brahmi, " Supervisory Control of Reactive Power in Wind Farms with Doubly Fed Induction Generator-Based Wind Turbines for Voltage Regulation and Power Losses Reduction", *Electric Power Systems Research*, **Acceptée (Elsevier, Impact factor = 3,9)**.

Type : Revue Nationale

M. Atallah, A. Mezouar, K. Belgacem, Y. Saidi, and M. Benmahdjoub, "Modeling and Power Control of 5th and 3rd order model for DFIG Applied of Wind Conversion System", *International Journal of Energetica*, Volume 6. Issue 2. 2021.

M. Atallah, A. Mezouar, K. Belgacem, Y. Saidi, and M. A. Benmahdjoub, "Modeling and Control Strategy for a Wind Turbine by an AG-SMC without Wind Speed Sensor," *Journal of Renewable Energies*, pp. 9–19–9–19, 2022.

Type : Revue Conférence Internationale

M. Atallah, A. Mezouar, Kh. Belgacem, Y. Saidi, M.A. Benmahdjoub "Modeling And Control Strategy For A Wind Turbine By An Ag-Smc Without Wind Speed Sensor", In The First International Conference on Renewable Energy Advanced Technologies and Applications October 25-27, 2021, Research Unit for Renewable Energies in Saharan Region, Adrar.

M. Atallah, A. Mezouar, Kh. Belgacem, Y. Saidi, M.A. Benmahdjoub "Advanced Nonlinear Integral Backstepping Control design For Grid Synchronization of Doubly Fed Induction Generators ", In The 1st International Conference on Modern Electrical Engineering and Technology CIETM'22, February 18-19, 2022, Souk Ahras, Algeria 25-27, 2021, Research Unit for Renewable Energies in Saharan Region, Adrar.

M.A. Benmahdjoub , A. Mezouar, Y. Saidi, **M. Atallah** "Intelligent liquid level control for a coupled two-tank system by using an adaptive fuzzy logic controller", in 4th International Conference on Applied Engineering and Natural Sciences on 10-13 November in 2022 at Konya/Turkey.

M.A. Benmahdjoub , A. Mezouar, Y. Saidi, **M. Atallah** "Position control of a permanent magnet stepper motors by using conventional and intelligent controllers", in 4th International Conference on Applied Engineering and Natural Sciences on 10-13 November in 2022 at Konya/Turkey.

Introduction générale

L'intense industrialisation des dernières décennies et la multiplication des appareils électriques ont conduit à des besoins considérables en énergie électrique. Face à cette demande, toujours croissante de nos jours, les pays industrialisés ont largement investi en centrales électriques conventionnelles. Grâce à ces centrales, une quantité suffisante d'énergie électrique peut être fournie. Cette énergie peut être transportée vers le consommateur via un système de transmission.

Le problème majeur de la production d'électricité à partir des centrales conventionnelles est qu'il s'agit d'une ressource limitée, et que la production mondiale de pétrole, de gaz et de charbon dépassera son pic dans les décennies à venir et que les prix continueront à augmenter. De plus, le risque nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures.

Dans les années 1970, la préoccupation pour les ressources limitées en combustibles fossiles et leur impact sur l'environnement s'est réveillée. En raison de cette préoccupation croissante, l'intérêt pour l'utilisation des sources d'énergie renouvelables a été ravivé pour répondre à la demande mondiale en électricité en constante augmentation [Kun-94]. De plus, les crises pétrolières de 1973 et 1979 ont fait prendre conscience de la nécessité de réduire la quantité d'énergie d'origine fossile afin qu'elle devienne moins dépendante des pays exportateurs du pétrole. La guerre du Golfe (1990-1991) a confirmé cette inquiétude. D'autre part, les préoccupations croissantes concernant les problèmes environnementaux et l'épuisement des combustibles fossiles ont motivé la recherche des sources plus durables pour la production d'électricité. Contrairement aux combustibles fossiles, les sources d'énergie renouvelables sont propres, abondantes, naturellement renouvelées, disponibles et n'ont pas d'impact sur l'environnement. En raison des préoccupations croissantes, des efforts énormes sont manifestés pour produire de l'électricité à partir de sources renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'hydroélectricité. Parmi toutes les sources d'énergies renouvelables, l'énergie éolienne a connu une forte augmentation au cours des dernières années. De plus, elle est non seulement en concurrence avec d'autres sources d'énergie renouvelables, mais également avec les centrales de production d'électricité conventionnelles à base de combustibles fossiles [Yar-16]. Par conséquent, la promotion des ressources renouvelables par un certain nombre de gouvernements a conduit à une forte croissance de l'énergie éolienne dans de nombreux pays.

La conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique a commencé dans les années 1880s avec une éolienne autonome équipée d'un générateur en courant continu de 12 kilowatt. Pour produire de l'électricité à partir d'éoliennes de manière plus efficace et plus fiable, de nombreuses améliorations ont été apportées à la conception des dispositifs mécanique et électrique des éoliennes.

L'expertise éolienne a atteint un niveau de maturité adéquat dans les années 1980s, conduisant à la mise en service de la première turbine éolienne de 50 kilowatt à l'échelle des services publics. Au cours des dernières années, la taille des éoliennes a progressivement augmenté, et atteint actuellement un niveau massif de 10 mégawatts.

Généralement, une ferme éolienne est constituée de plusieurs éoliennes qui peuvent être à vitesse fixe ou à vitesse variable. Les éoliennes à vitesse variable sont les plus utilisées, tels que les Génératrices Asynchrones à Doubles Alimentations (GADAs) et les Génératrices Synchrones à Aimants Permanents (GSAPs). Grâce à l'utilisation de ces machines et le développement des convertisseurs d'électroniques de puissance, les fermes éoliennes ont permis d'avoir une conversion de l'énergie plus efficace, une qualité de l'énergie plus propre, avec un fonctionnement plus stable [Yar-15, Wu-11].

L'intégration de cette énergie renouvelable aux réseaux électriques peut entraîner des problèmes techniques. En effet, étant donné la nature aléatoire du vent, de fortes variations de la puissance fournie par les éoliennes peuvent être produites et risquent donc de provoquer des variations de la fréquence et de la tension du réseau. Le principal impact de l'intégration des énergies éoliennes au réseau électrique, en termes de qualité de l'énergie, est lié aux creux de tension et aux courants harmoniques générés par les éoliennes.

Objectifs de thèse :

Ce travail s'articule autour de l'amélioration de l'intégration d'une ferme éolienne au réseau électrique. A travers de cette étude, une intention particulière sera portée à la synchronisation, au contrôle et à la gestion des puissances active et réactive générée par la ferme éolienne. Les objectifs que nous voulons atteindre peuvent être résumés comme suit :

- Développement des modèles réduits de la ferme éolienne à base des GADAs, afin d'évaluer la réponse dynamique de la ferme au point de connexion commun.
- Synchronisation de la ferme éolienne au réseau électrique, en utilisant le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégral, afin d'accélérer et d'améliorer la synchronisation
- Développement des algorithmes au niveau de l'unité de supervision centrale et locale pour assurer la connexion de la ferme éolienne à base des GADAs au réseau électrique pendant les modes de fonctionnement normal et perturbé.
- Proposition d'une stratégie modifiée et améliorée pour contrôler les GADAs en régime de défaut asymétrique du réseau électrique de distribution.

Organisation de la thèse :

Ce manuscrit est organisé de manière à suivre, au mieux, la démarche utilisée pour atteindre les objectifs de cette thèse. À cette fin, la thèse a été divisée en six chapitres, chacun se concentrant sur l'un de ces aspects.

Dans le premier chapitre, nous allons présenter l'état de l'art du domaine de conversion de l'énergie éolienne. Dans la première partie, nous allons présenter des généralités sur la constitution des réseaux électriques. Ensuite, nous allons introduire les différents types de machines électriques utilisées dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne. Puis, nous allons rappeler les différentes topologies de connexions d'une ferme éolienne au réseau électrique. Par la suite, nous évoquerons les conditions techniques de raccordement d'une ferme éolienne au réseau électrique. Enfin, nous allons présenter les problèmes techniques et les solutions pour l'intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique.

Dans le deuxième chapitre, nous présenterons la modélisation et le contrôle de la partie mécanique d'une turbine éolienne à deux masses. Ensuite, nous proposerons trois approches de contrôle pour l'extraction de la puissance maximale, deux pour le fonctionnement en régime permanent et la troisième pour le fonctionnement en régime quelconque, transitoire et permanent. Concernant la troisième approche, elle sera examinée à l'aide de deux types de contrôleurs, le contrôleur classique de type Proportionnelle-Intégral (PI) et le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.

Dans le troisième chapitre, nous allons élaborer une approche pour la modélisation de la partie électrique du système éolien en vue de la simulation. Cette approche permet d'introduire les modèles mathématiques de la GADA d'ordre 5 et d'ordre 3, dans le repère de Park. Ensuite, la modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance coté machine et coté réseau électrique sera entamée. Puis, nous nous intéresserons à la modélisation de la ferme éolienne en utilisant le modèle détaillé et les modèles équivalents. Les modèles équivalents sont développés en se basant sur les différentes méthodes d'agrégation.

Dans le quatrième chapitre, le modèle du 3^{ème} ordre, développé dans le troisième chapitre, sera utilisé pour améliorer et accélérer la synchronisation des tensions statoriques des GADAs à la tension du réseau électrique. Cette synchronisation sera réalisée en contrôlant les courants rotoriques des GADAs. À cet effet, un contrôleur de type non linéaire à action intégrale sera utilisé.

Dans le cinquième chapitre, nous nous intéresserons par le contrôle et la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne, pendant les modes de fonctionnement « facteur de puissance unitaire » et « de défaut ». Pour ce faire, deux unités de supervisions des puissances seront analysées et discutées. Au niveau de l'unité de supervision centrale, nous allons développer deux algorithmes : le premier pour déterminer les puissances active et réactive de référence de la ferme éolienne et le second pour contrôler les puissances active et réactive de la ferme et répartir les puissances active et

réactive de référence sur les éoliennes. Au niveau de l'unité de supervision locale, nous allons développer un algorithme permettant la répartition des puissances de référence des convertisseurs associés à la GADA. Les algorithmes proposés au niveau des unités centrale et locale seront implémentés sur le Matlab/Simulink en utilisant l'outil **S-Function Builder** pour évaluer leurs performances, ce qui facilite leur intégration dans de vraies cartes de contrôle et leur test dans des expériences réelles au futur.

Dans le sixième chapitre, nous nous intéresserons au contrôle d'une ferme éolienne à base des GADAs en régime de défaut asymétrique du réseau électrique de distribution. En premier lieu, nous allons développer un nouveau modèle du 3^{ème} ordre de la GADA qui sera utilisé pour contrôler la ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré, en utilisant la méthode d'Annulation de la Composante Inverse du Retard. Ensuite, nous allons proposer une stratégie modifiée et améliorée pour le contrôle des GADAs en régime déséquilibré. Cette stratégie de contrôle est une solution logicielle qui contrôle les convertisseurs côté machine et côté réseau d'une manière coordonnée. Elle contient deux boucles, la première est principale et l'autre est auxiliaire. La boucle principale est utilisée pour contrôler les courants rotoriques des séquences positives, alors que la boucle auxiliaire s'occupe des courants des séquences négatives.

Enfin, le travail entrepris sera achevé par une conclusion générale et quelques perspectives pour les futurs travaux de recherches. Nous ajouterons aussi quelques annexes afin que le lecteur débutant au domaine, n'ait pas trop à se reporter à la littérature sur le sujet.

Chapitre I :

Etat de l'art sur l'intégration des fermes éoliennes aux réseaux électriques

I.1. Introduction.....	6
I.2. Généralités sur la constitution des réseaux électriques.....	6
I.2.1. Réseau électrique de transport et de répartition.....	8
I.2.2. Réseau électrique de distribution.....	8
I.3. Types de fonctionnement des éoliennes.....	9
I.3.1. Eoliennes à vitesse fixe.....	9
I.3.2. Eoliennes à vitesse variable.....	10
I.4. Structure de la ferme éolienne.....	14
I.5. Topologies de raccordement d'une ferme éolienne au réseau électrique.....	15
I.5.1. Système de raccordements interne.....	15
I.5.1.1. Système de raccordement interne en AC.....	15
I.5.1.2. Système de raccordement interne en DC.....	18
I.5.2. Système de raccordement externe.....	20
I.5.2.1. Système de transmission en HVAC.....	20
I.5.2.2. Système de transmission en HVDC.....	21
I.6. Intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique.....	22
I.7. Niveaux de tension de raccordement.....	22
I.8. Problèmes techniques de raccordement des éoliennes au réseau électrique.....	22
I.8.1. Problème de l'instabilité de la fréquence (ou de la puissance active)	23
I.8.2. Problème de l'instabilité de la tension (ou de la puissance réactive)	25
I.9. Problème de qualité de l'énergie.....	27
I.9.1. Problèmes de qualité de l'énergie côté réseau.....	27
I.9.2. Problèmes de qualité de l'énergie côté éolienne.....	29
I.10. Solutions pour l'intégration des éoliennes au réseau électrique.....	29
I.11 Conclusion.....	32

I.1. Introduction

Depuis l'utilisation de l'énergie éolienne, de nombreux systèmes ont été développées pour convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. En général, l'énergie électrique peut être injectée directement au réseau électrique ou utilisée pour alimenter des charges isolées. Malgré l'avantage de l'énergie gratuite produite à grande échelle par les fermes éoliennes, de sérieux défis restent à s'affranchir pour l'intégration au réseau électrique, notamment en matière de continuité de service et de qualité de l'énergie. Dans certaines situations insulaires, la production d'énergie éolienne devrait être limitée pour suivre la demande des charges locales. D'autre part, la fluctuation de la puissance transférée de la ferme éolienne vers le réseau électrique peut provoquer des variations de tension ou de fréquence.

D'un autre côté, le développement des convertisseurs d'électronique de puissance et des systèmes de contrôle ont facilité énormément l'intégration des fermes éoliennes aux réseaux électriques. Le système de contrôle électrique est utilisé pour contrôler les éoliennes et les convertisseurs de puissance de sorte qu'un maximum d'énergie soit extrait du vent et alimente le réseau électrique avec une qualité de puissance élevée. Les systèmes de contrôle électrique sont généralement mis en œuvre par des plates-formes de contrôle numérique telles que des microcontrôleurs (μC), des processeurs de signaux numériques (*En anglais : Digital Signal Processor ou DSP*) ou des réseaux de portes programmables sur le terrain (*En anglais : Field Programmable Gate Array ou FPGA*).

Dans ce chapitre, nous allons présenter l'état de l'art du domaine de conversion de l'énergie éolienne en regroupant l'ensemble des articles ou d'ouvrages, que nous avons choisis de sélectionner pour commencer notre étude. Dans la première partie, nous allons présenter des généralités sur la constitution des réseaux électriques. Ensuite, nous allons introduire les différents types de machines électriques utilisées dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne. Puis, nous allons rappeler les différentes topologies de connexions d'une ferme éolienne au réseau électrique. Par la suite, nous évoquerons les conditions techniques de raccordement de la ferme éolienne au réseau électrique. Enfin, nous allons présenter les problèmes techniques et les solutions pour l'intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique.

I.2. Généralités sur la constitution des réseaux électriques

Le réseau électrique, production-transport-consommation, est un système complexe. Il consiste à transporter l'énergie électrique depuis les centrales de production jusqu'aux consommateurs. En effet, les réseaux électriques sont gérés par des lois physiques qui rendent leur conduite complexe et délicate. Généralement, il y a deux cas de transmission d'énergie électrique à travers le réseau électrique, soit en courant alternatif (*En Anglais : Alternating Current ou AC*) ou en courant continu (*En Anglais : Direct Current ou DC*). Les réseaux électriques sont divisés en trois types : les réseaux de transport, de répartition et de distribution. La Figure I.1, représente le schéma d'un système

électrique en illustrant la production et le transport d'énergie électrique, et les différentes charges dans les stations de consommation.

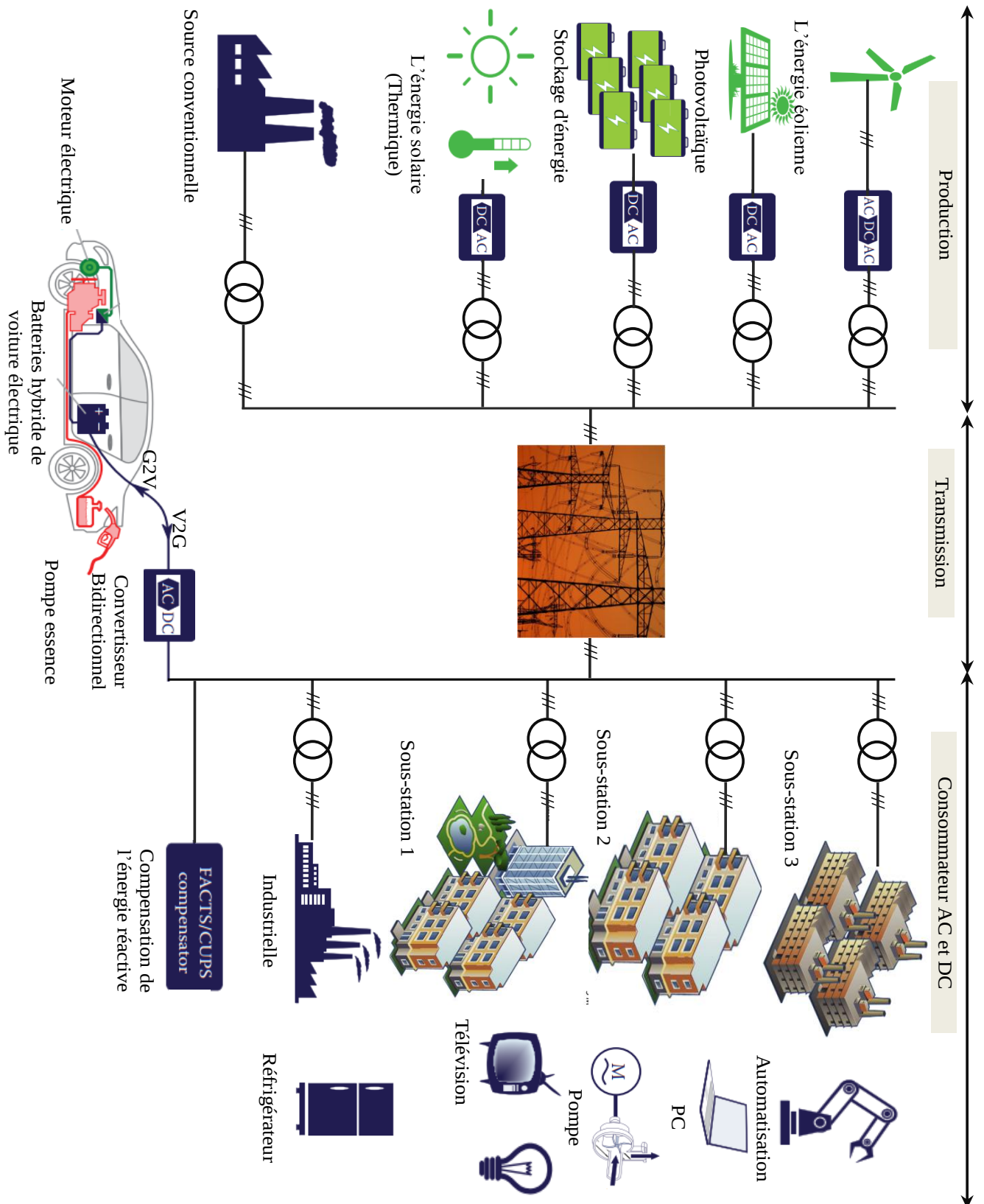


Figure I. 1 : Schéma d'un système électrique.

Lors du transport d'énergie électrique, plusieurs facteurs importants doivent être étudiés pour assurer des performances optimales. De plus, l'électricité doit être distribuée aux stations de consommation de façon continue, même en présence des défauts électriques, afin d'assurer la continuité de service.

I.2.1. Réseau électrique de transport et de répartition

La fonction de base du réseau électrique de transport est d'acheminer l'énergie électrique des centrales de production vers le réseau électrique de distribution afin d'alimenter les consommateurs électriques. De plus, il permet de transporter l'énergie d'une région à l'autre en cas d'urgence. En effet, les niveaux de tension utilisés pour le transport sont différents d'un pays à l'autre. Généralement, ce type de réseau est divisé en deux niveaux de tension : le premier est le réseau de transport à Très Haute Tension (THT) de 225kV à 400kV, tandis que le deuxième est le réseau de transport à Haute Tension (HT) de 63kV à 90kV. Ce dernier réseau représente le réseau de répartition. Le réseau de répartition a un rôle d'évacuation de la puissance produite par les petites centrales, d'ordre de 250 MW et moins [Bor-05].

I.2.2. Réseau électrique de distribution

Le niveau de tension dans ce type de réseau électrique est égal ou inférieur à 63 kV [Car-91]. Généralement, il est alimenté par le réseau de répartition HT [Car-91]. Dans les zones urbaines très denses, il est intéressant de s'affranchir de ce niveau de répartition et d'établir une alimentation directe à partir du réseau de transport. Dans le réseau électrique de distribution, on distingue deux sous-niveaux de tension [Car-91] :

- Réseau électrique de distribution à Moyenne Tension (MT) : de 3kV à 33 kV ;
- Réseau électrique de distribution à Basse Tension (BT) : de 110V à 600 V.

La Figure I.2, présente le schéma d'un poste HT/MT, illustrant la manière d'alimentation d'un réseau de distribution.

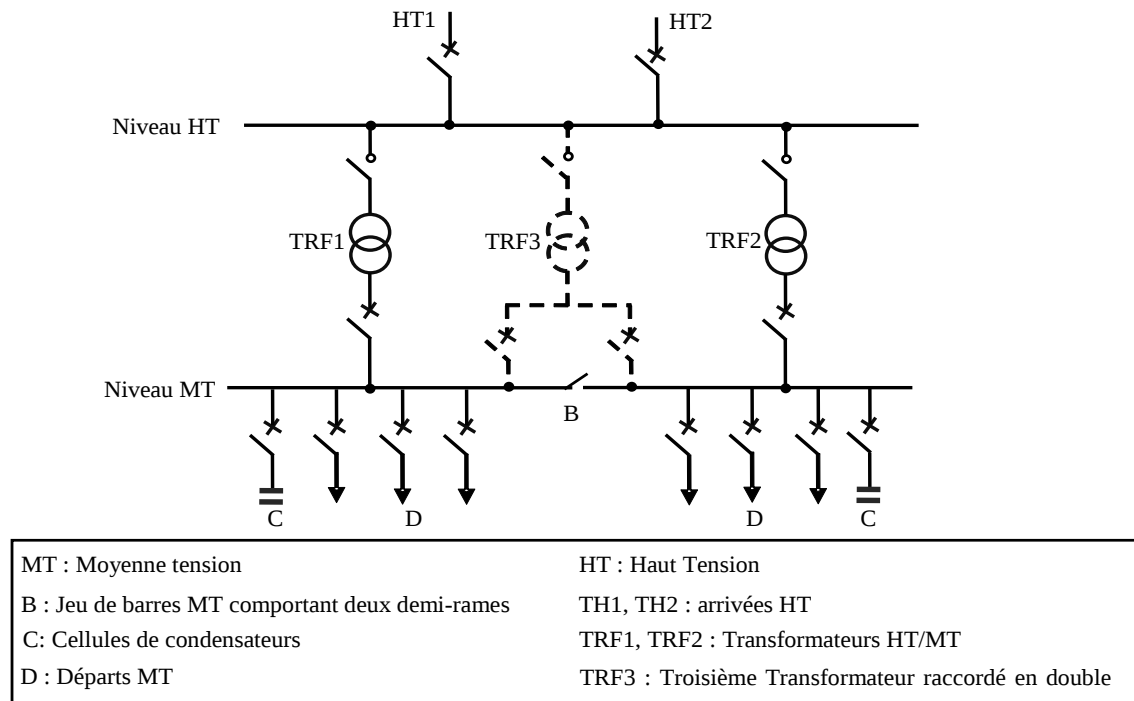


Figure I. 2 : Schéma synoptique d'un poste HT/MT.

I.3. Types de fonctionnement des éoliennes

L'éolienne est constituée de deux parties principales; la partie mécanique et la partie électrique. Ces deux parties sont exploitées pour convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, d'une manière fiable et efficace.

Dans cette section, nous allons présenter les différents types des machines électriques utilisés comme aérogénérateurs dans le Système de Conversion de l'Energie Eolienne (SCEE). Du point de vue fonctionnement, il y a deux modes de fonctionnement, à vitesse fixe ou à vitesse variable. La configuration à vitesse fixe utilise des générateurs qui sont couplés directement au réseau, alors que le concept des éoliennes à vitesse variable nécessite un système d'électronique de puissance pour ajuster la tension et la fréquence de la tension produite aux grandeurs du réseau électrique.

I.3.1. Eoliennes à vitesse fixe

▪ Configuration à vitesse fixe à base d'une

Dans le SCEE, la première configuration d'éoliennes de grandes puissances mise en œuvre sur le marché a utilisé des Génératrices Asynchrones à Cages d'Ecureuils (GACEs) sans interface de convertisseur d'électronique de puissance [Mok-13]. Pour cette configuration, le stator de la GACE est directement connecté au réseau via un démarreur progressif qui est constitué des thyristors antiparallèles, d'une banque de condensateurs et d'un transformateur élévateur. Le schéma de cette configuration est illustré sur la Figure I.3.

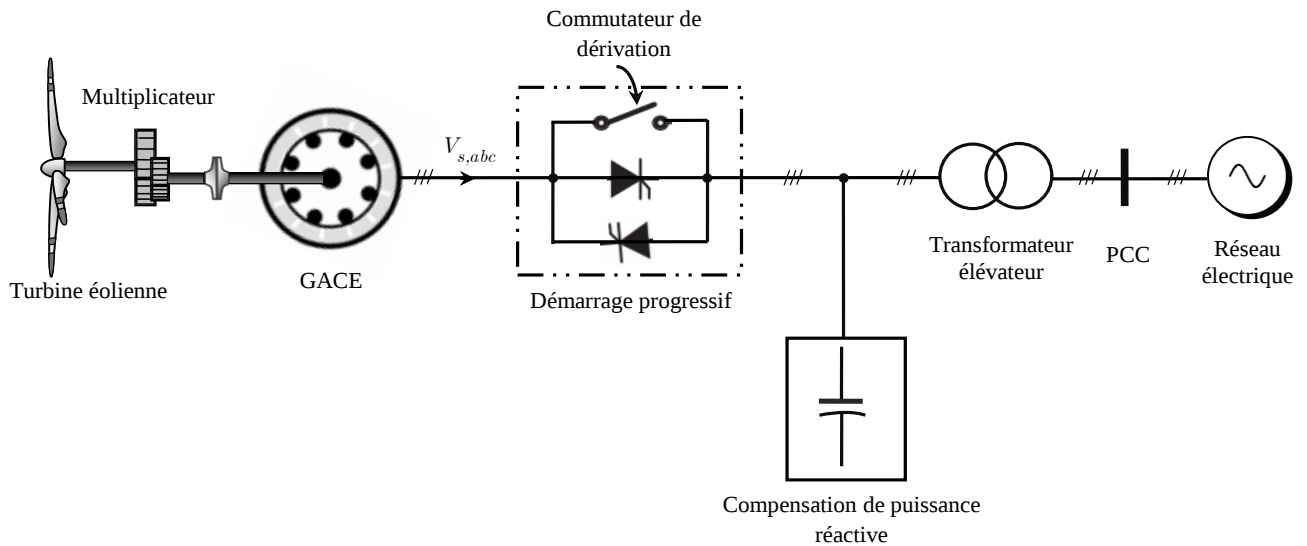


Figure I. 3 : Eolienne à vitesse fixe à base d'une GACE [Yar-16, Sai-21.a].

▪ Avantages et Inconvénients

Les avantages et les inconvénients de configuration sont résumés dans ce qui suit [Yar-16, Sai-21.a] :

✓ Avantages

- Construction simple et robuste,
- Coûts de maintenance réduit,
- Largement disponible pour les applications en MW.

✓ Inconvénients

- Nécessité de compensation de puissance réactive,
- Nécessite une boîte de vitesse,
- Nécessite un démarrage progressif pour limiter le courant de démarrage.

I.3.2. Eoliennes à vitesse variable

▪ Configuration à vitesse variable à base d'une génératrice asynchrone à rotor bobiné

La configuration d'un SCEE à vitesse variable à base d'une Génératrice Asynchrone à Rotor Bobiné (GARB) est illustrée sur la Figure I.4. Cette configuration nécessite également un démarrage progressif et un système de compensation de la puissance réactive. Dans ce type, le stator de la GARB est similaire au stator de la GACE, mais le rotor à cage est remplacé par un rotor bobiné. Ceci permet de contrôler la résistance rotorique à travers un convertisseur statique. Ce convertisseur est réalisé par un redresseur à pont de diodes triphasé et un hacheur à transistor bipolaire à grille isolée (*En anglais : Insulated-Gate Bipolar Transistor ou IGBT*) [Yar-16]. Il permet d'obtenir une résistance rotorique variable. La variation de la résistance du rotor modifie la caractéristique de

couple/vitesse du générateur, permettant à l'éolienne de fonctionner à vitesse variable; cette configuration est souvent appelée éolienne **Optislip** [Li-08].

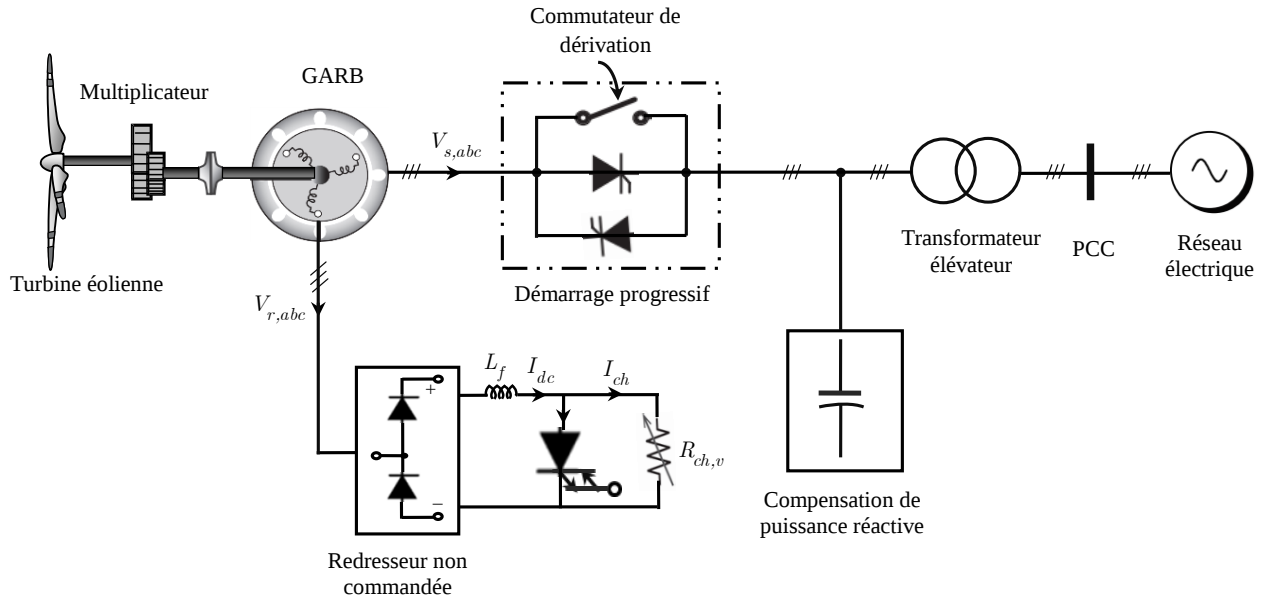


Figure I. 4 : Eolienne à vitesse variable à base d'une GARB [Yar-16, Sai-21.a].

La plage de variation de la vitesse est généralement limitée à environ 10 % au-dessous de la vitesse nominale. Avec des opérations à vitesse variable, le système de conversion de l'énergie éolienne peut capter une puissance du vent légèrement élevée avec une contrainte réduite sur les composants mécaniques et peut entraîner des pertes d'énergie dans la résistance du rotor.

▪ Configuration à vitesse variable à base d'une Génératrice Asynchrone à Double Alimentation

Afin d'augmenter la plage de variation de la vitesse de fonctionnement des éoliennes et d'éliminer le démarrage progressif et le système de compensateurs de puissance réactive côté réseau, des éoliennes à vitesse variable à base des Génératrices Asynchrones à Doubles Alimentations (GADAs) ont été développées [Pen-96]. Le schéma de cette configuration est illustré sur la Figure I.5. Pour cette configuration, on remplace la résistance externe connectée aux enroulements rotoriques, dans l'éolienne à base de GARB, par un convertisseur statique commandable.

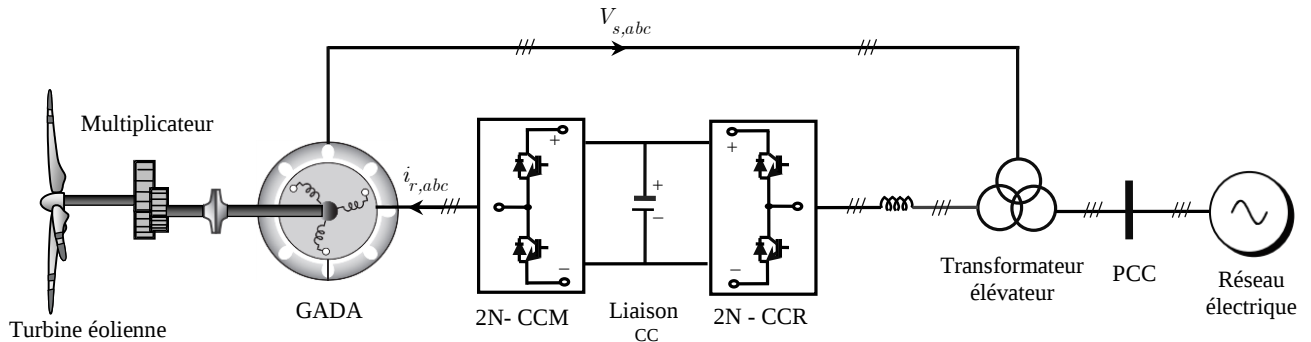


Figure I. 5 : Eolienne à vitesse variable à base d'une GADA [Yar-16, Sai-21.a].

Les enroulements statorique de la GADA sont connectés directement au réseau électrique, tant dis que les enroulements rotorique sont connectés au réseau via un convertisseur d'électronique de puissance. Les convertisseurs d'électronique de puissance connectés aux enroulements du rotor peuvent assurer une variation de 30% de la vitesse nominale de la GADA [Sal-04]. Ces convertisseurs sont constitués de convertisseurs de source de tension connectés dans une configuration dos-à-dos.

▪ **Configuration à vitesse variable à base d'une GACE (ou GSAP ou GSRB) avec convertisseur d'électronique de puissance**

Le schéma de cette configuration est illustré à la Figure I. 6. Cette configuration permet un fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse du vent [Yar-16, Sai-21.a]. Elle utilise des génératrices de types GACE ou Génératrice Synchrone à Aimant Permanent (GSAP) ou Génératrice Synchrone à Rotor Bobiné (GSRB), où les enroulements du stator sont connectés au réseau électrique via un convertisseur d'électronique de puissance pour traiter toute l'énergie électrique produite.

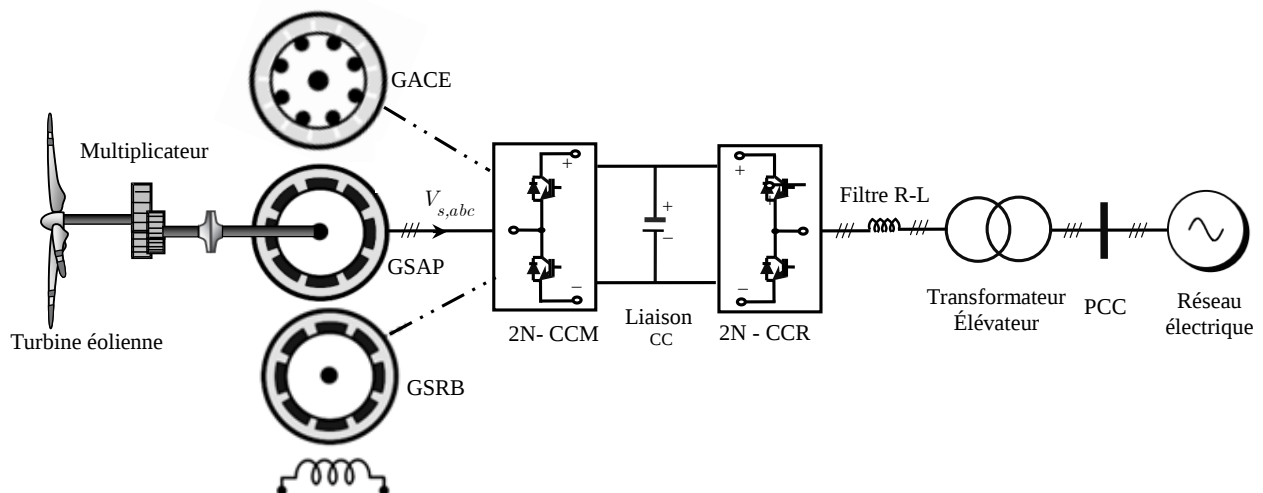


Figure I. 6 : Eolienne à vitesse variable à base d'une GACE (ou GSAP ou GSRB) avec convertisseur d'électronique de puissance [Yar-16, Sai-21.a].

Dans cette configuration, le dimensionnement des convertisseurs d'électronique de puissance passe à 100 % de la puissance mise en jeu, au lieu de 30% pour les éoliennes à base de GADA [Yar-16, Sai-21.a]. Dans ce cas, le dimensionnement des convertisseurs d'électroniques de puissance, le coût et la complexité du système global augmentent. Par conséquent, les pertes dans les convertisseurs d'électronique de puissance sont plus élevées, ce qui réduit le rendement énergétique.

▪ Avantages et Inconvénients

Les avantages et les inconvénients des configurations à vitesse variable sont résumés dans le tableau I.1 [Yar-16, Sai-21.a].

Tableau I. 1 : Les principales des avantages et des inconvénients ces types.

Générateurs	Avantages	Inconvénients
GARB/ GADA	1/ Contrôle flexible des puissances active et réactive, 2/ Réduction des pertes et amélioration de l'efficacité 3/ Compensation de puissance réactive flexible.	1/ Sensibilité aux perturbations du réseau, 2/ Coûts d'équipement et de la maintenance relativement élevés, 3/ Les bagues collectrices nécessitent un entretien régulier.
GSAP	1/ Contrôle indépendant des puissances active et réactive, 2/ Élimine le besoin de bagues collectrices et excitation, 3/ Pertes de rotor inférieur et un rendement élevé.	1/ Coûts d'équipement élevés en raison d'aimant permanent, 2/ Pertes plus élevées dans le convertisseur de puissance, 3/ Démagnétisation éventuelle d'aimant permanent.
GSRB	1/ Contrôle de la puissance active et réactive indépendant, 2/ Possibilité de réaliser des opérations à couple élevé, 3/ Ne nécessite pas de boîte de vitesses.	1/ Coûts d'investissement et d'entretien élevé, 2/ Pertes plus élevées dans le convertisseur de puissance, 3/ Nécessaire de circuit d'excitation et les bagues collectrices.

I.4. Structure de la ferme éolienne

La structure de la ferme éolienne, étudiée dans notre thèse, est illustrée sur la Figure I. 7. Cette structure est constituée d'éoliennes de type GADA de 2 MW chacune. Elle est organisée en (N) groupes avec (n) GADA dans chaque groupe. Chaque GADA génère une tension de 0,69 kV ; les GADAs d'un même groupe sont connectés en parallèle sur le jeu de barres à l'aide des transformateurs élévateurs 0,69 kV/20 kV, et de câbles de moyenne tension de 20 kV. Chaque jeu de barre est connecté au point de connexion de la ferme à l'aide de câbles de moyenne tension de 20 kV. Enfin, cette ferme est raccordée au réseau électrique via un transformateur principal de 20 kV / 66 kV.

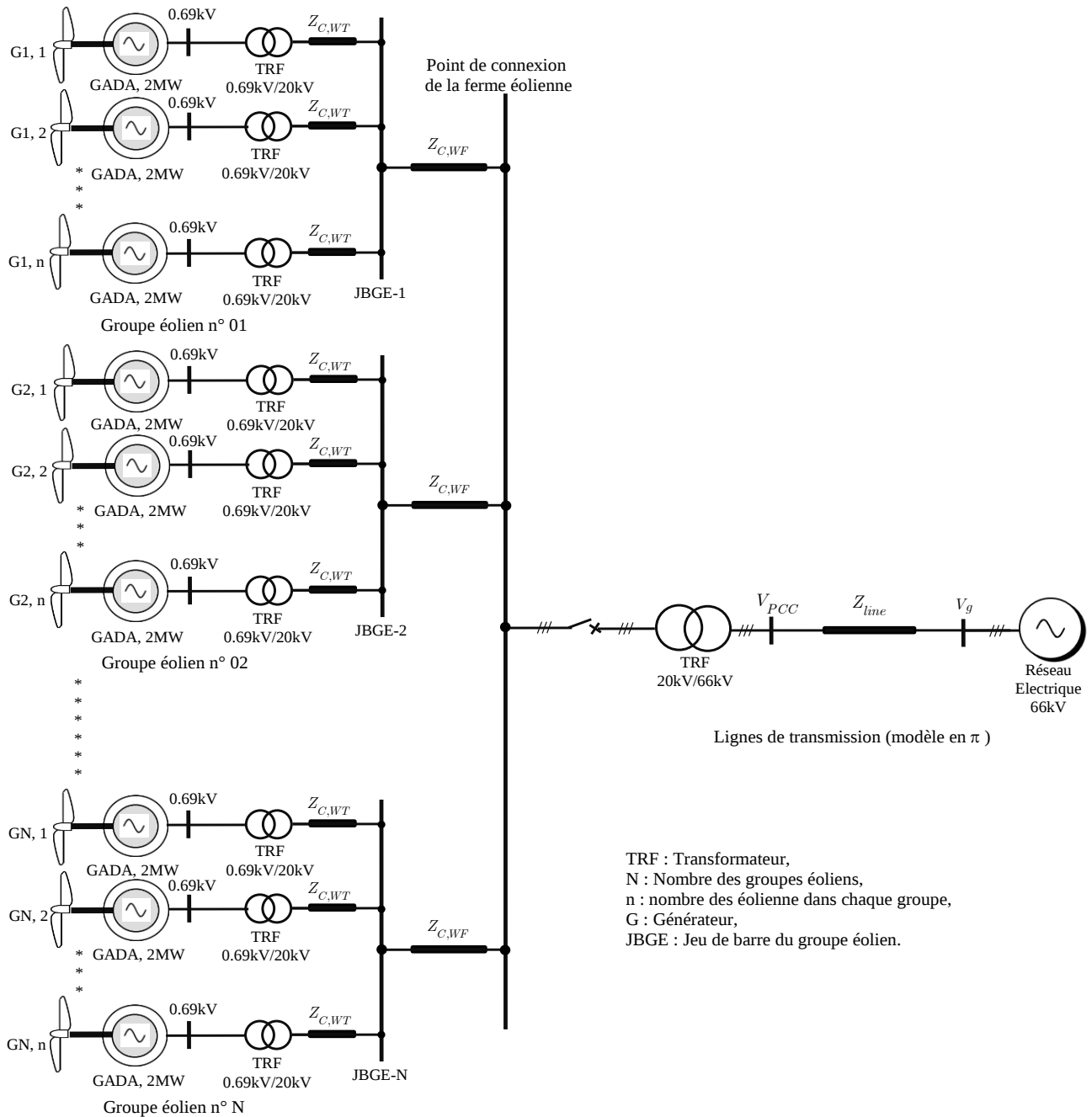


Figure I. 7 : Structure d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique.

I.5. Topologies de raccordement d'une ferme éolienne au réseau électrique

Le système de raccordement d'une ferme éolienne au réseau électrique peut être décomposé en deux sous-systèmes, qui sont :

- **Le système de collecte ou de raccordement interne** : Ce système consiste à raccorder tous les générateurs éoliens entre eux,
- **Le système de raccordement externe** : Ce système consiste à raccorder le système de collecte au réseau électrique afin de transmettre l'énergie électrique vers le réseau en courant alternatif ou en courant continu.

I.5.1. Système de raccordements interne

Le système de raccordement interne, ou raccordement des éoliennes, rassemble la production d'énergie de chaque générateur éolien par des câbles MT et l'achemine vers le point de connexion de la ferme éolienne au réseau électrique [Ala-15, Mad-13]. Le système de raccordement interne est classé principalement en deux types de raccordement :

- 1) Le système de raccordement interne en AC,
- 2) Le système de raccordement interne en DC.

I.5.1.1. Système de raccordement interne en AC

Généralement, dans le système de raccordement interne en AC, les éoliennes sont raccordées en parallèle, produisant ainsi une tension alternative d'amplitude variable. Cette tension doit être adaptée à la tension du réseau électrique par le contrôle des éoliennes. Il existe trois configurations de raccordement interne en AC, qui sont classées comme suit [Bah-12, Mad-13, Dah-14, Ala-15] :

- 1) Le raccordement interne en radial,
- 2) Le raccordement interne en anneau,
- 3) Le raccordement interne en étoile.

I.5.1.1.1. Système de raccordement interne en AC à configuration radiale

Le système de raccordement interne en AC à configuration radiale, également connu sous le nom de raccordement interne en chaîne, est le système de raccordement le plus simple. Dans ce système, les éoliennes d'une même chaîne, même groupe, sont raccordées par un seul câble d'alimentation triphasé. Ce système de raccordement est peu coûteux et peut être protégé par un système de protection simple. Cependant, le niveau de fiabilité de ce système de raccordement est faible vu qu'une défaillance d'un câble ou d'une protection causerait la perte de toute la production des éoliennes pendant le défaut ou la réparation du défaut. Le système de raccordement en AC à configuration radiale est représenté sur la Figure I. 8.

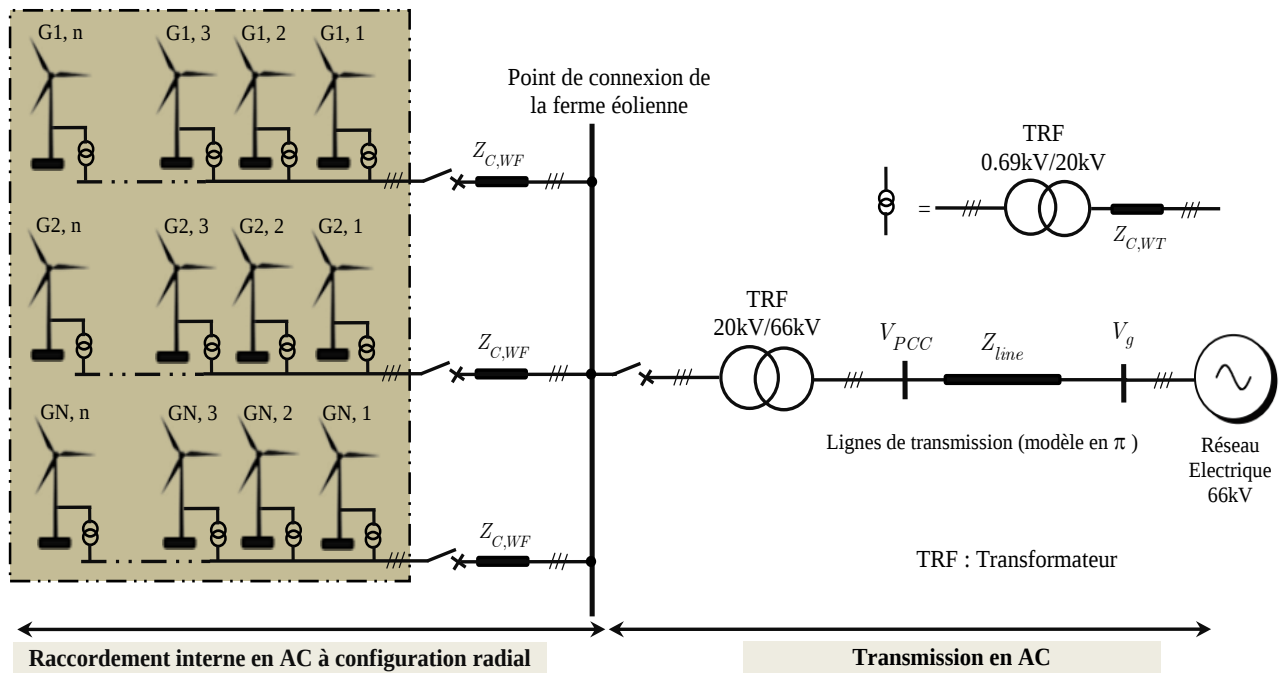


Figure I. 8 : Schéma de raccordement interne en AC à configuration radiale.

I.5.1.1.2. Système de raccordement interne en AC à configuration en anneau

Le système de raccordement en AC à configuration en anneau a une plus grande fiabilité par rapport au système de raccordement en AC à configuration radiale. Ce système de raccordement assure la continuité du service en cas où un défaut survient. De plus, il est assuré une meilleure sécurité d'approvisionnement. Cette configuration augmente le coût de réalisation en raison de la longueur importante des câbles. Il existe deux topologies du système de raccordement en anneau, à savoir, la configuration à simple face et la configuration double à face.

- **Configuration en anneau à simple face**

La configuration en anneau à simple face est illustrée sur la Figure I. 9. Pour chaque groupe éolien, un câble supplémentaire est utilisé pour relier la dernière éolienne au jeu de barres de connexion des éoliennes. Ce câble doit être dimensionné pour transporter le flux de puissance total du groupe éolien en cas d'un défaut dans le premier câble.

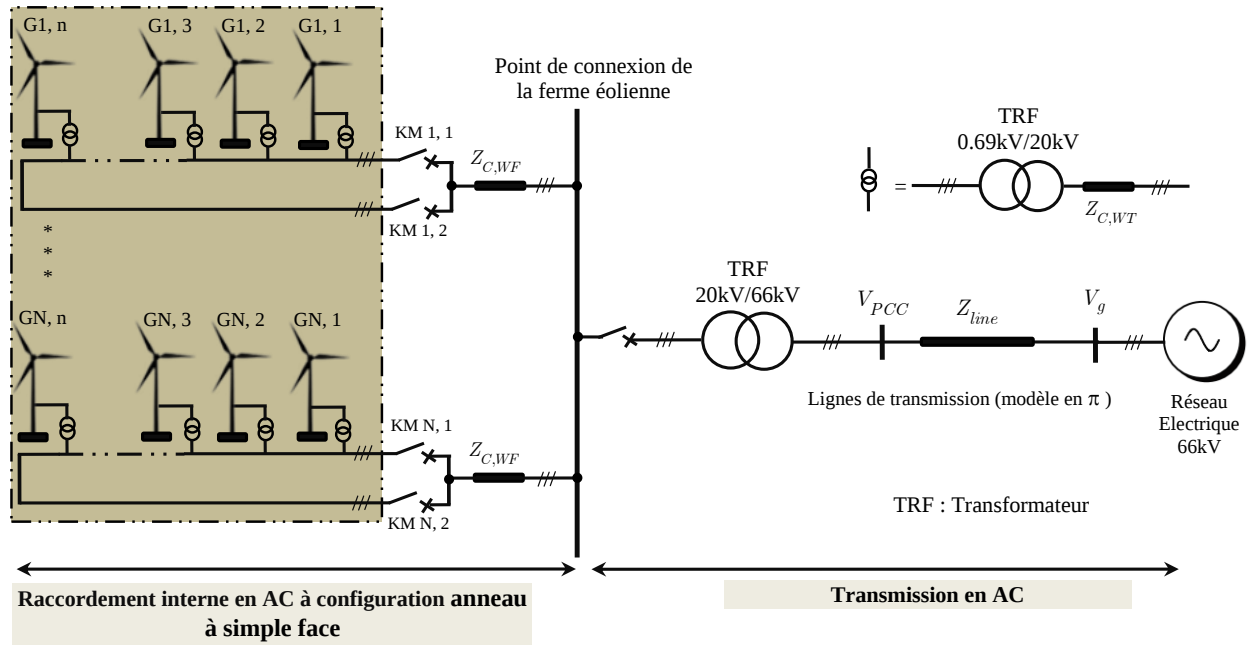


Figure I. 9 : Schéma de raccordement interne en AC à configuration en anneau à simple face.

- **Configuration en anneau à double face**

La configuration en anneau à double face est représentée sur la Figure I.10. Dans ce cas, la dernière éolienne d'une chaîne est raccordée à la dernière éolienne de la chaîne suivante.

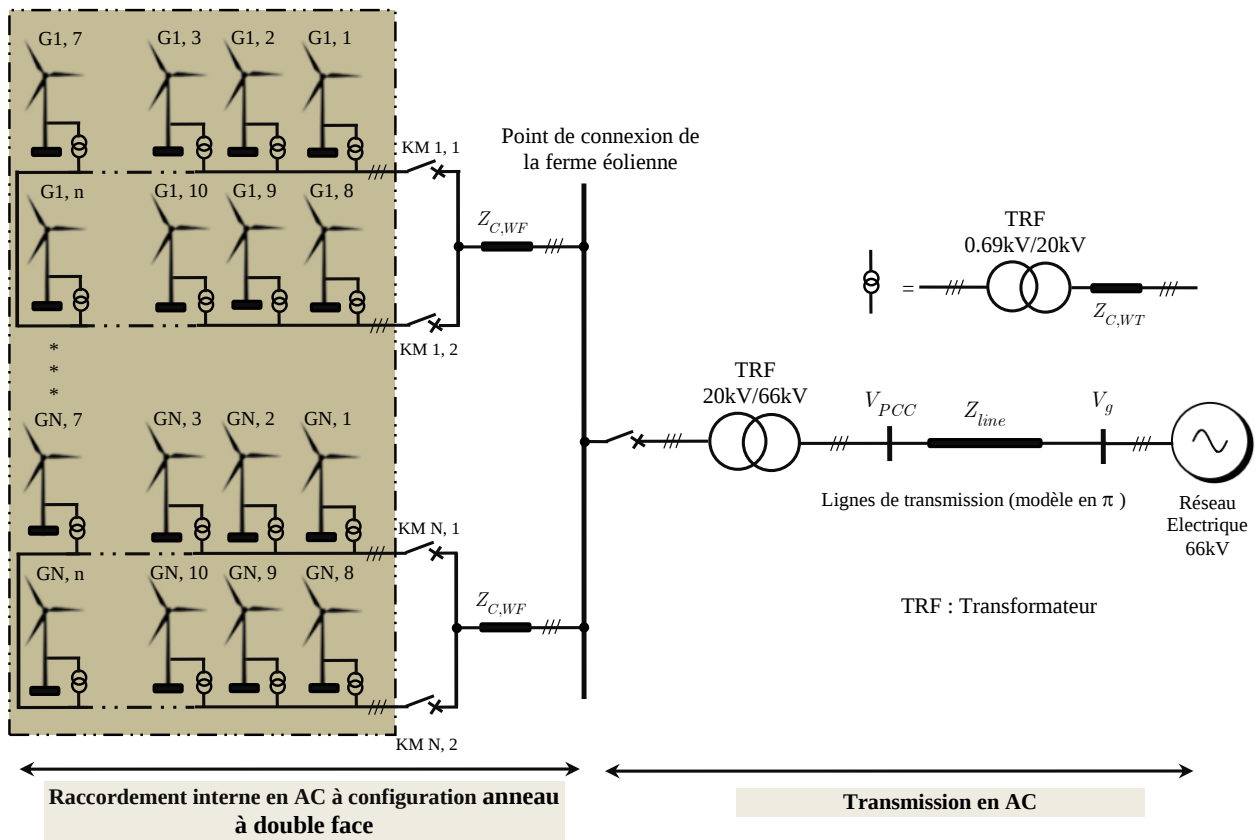


Figure I. 10 : Raccordement interne en AC à configuration en anneau à double face.

I.5.1.1.3. Système de raccordement interne en AC à configuration en étoile

Le système de raccordement en AC à configuration en étoile est illustré sur la Figure I. 11. Il n'a jamais été adopté dans les fermes éoliennes actuellement en service. Cependant, il a été cité dans plusieurs études comme étant un bon compromis entre le niveau de fiabilité et le dimensionnement des câbles.

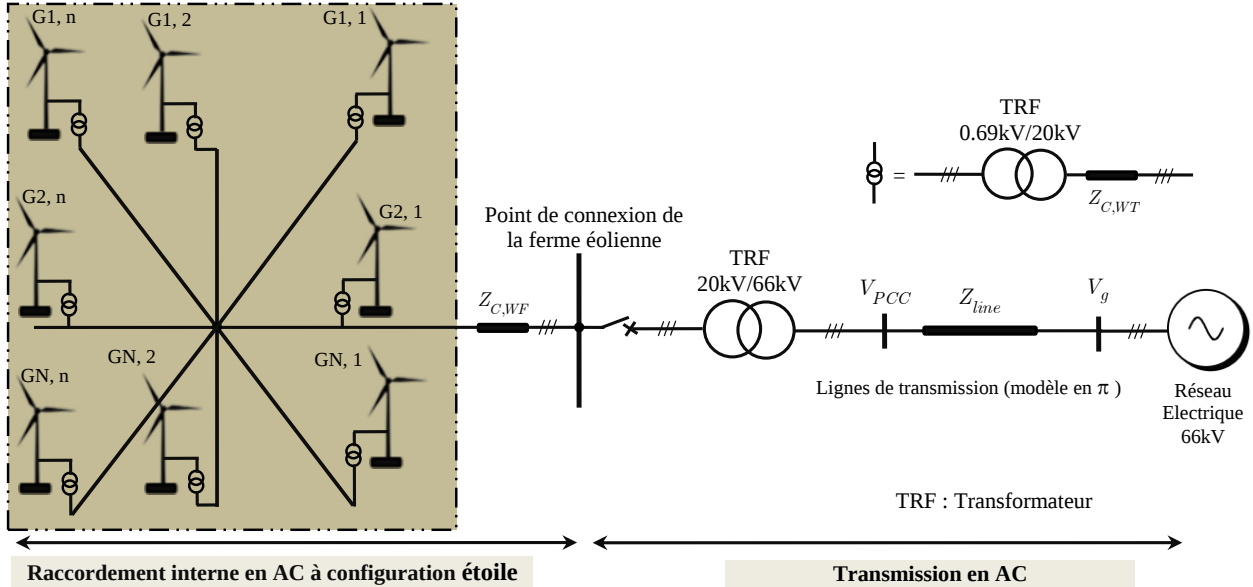


Figure I. 11 : Schéma de raccordement interne en AC à configuration étoile.

I.5.1.2. Système de raccordement interne en DC

Avec le développement rapide des éoliennes à vitesse variable, notamment avec les générateurs de type GSAP, le système de collecte interne des éoliennes en AC constituent une préoccupation croissante. Pour résoudre ce problème, les chercheurs ont proposé un système de raccordement interne en DC. L'objectif de l'utilisation de ce système de raccordement est de réduire le coût élevé des éoliennes de grandes puissances lié aux câbles, des onduleurs et des transformateurs. Il existe deux topologies de raccordement interne en DC [Shi-16] :

- 1) Connexion DC en parallèle, des éoliennes.
- 2) Connexion DC en série, des éoliennes.

I.3.1.2.1. Connexion DC des éoliennes en parallèle

Le schéma de connexion DC en parallèle est illustré sur Figure I. 12. Pour ce système de connexion, la tension de sortie des générateurs éoliens est généralement faible, donc une station élévatrice est nécessaire. Cette station est réalisée par un convertisseur élévateur DC-DC est directement connecté au réseau électrique en courant continu haut tension. Dans la connexion DC en parallèle n'a pas de fort couplage de courant entre les convertisseurs du côté machines. De plus, le contrôle des fermes éoliennes n'est pas complexe [Shi-16, Yan-22].

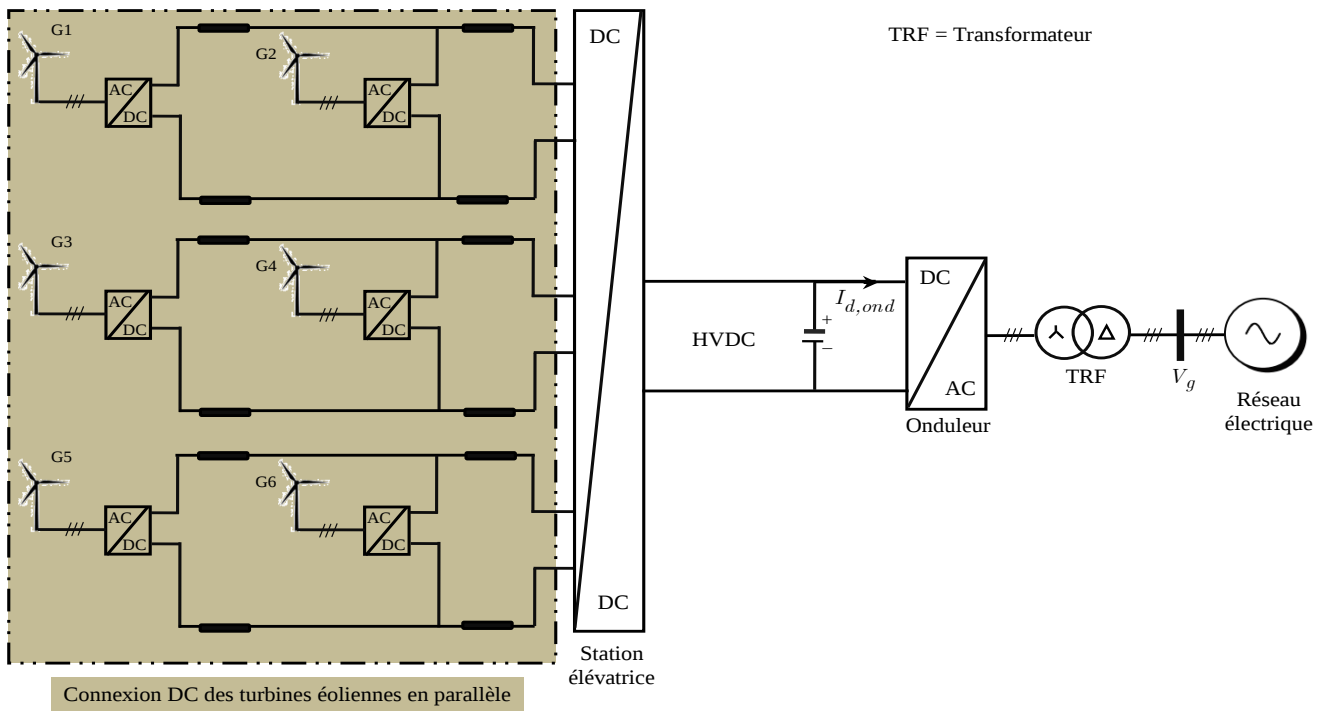


Figure I. 12 : Schéma de connexion DC des éoliennes en parallèle.

I.3.1.2.2. Connexion DC des turbines éoliennes en série

Le schéma de connexion DC en série des éoliennes est représenté sur Figure I. 13. Ce type de connexion permet d'augmenter la tension continue sortant des convertisseurs côté éoliennes. Donc, les stations de conversion DC-DC peuvent être éliminées, ce qui permet de réduire considérablement le coût. Cependant, la coordination de l'isolation et le fort couplage de tension d'alimentation entre les éoliennes en série constituent les principaux défis techniques de ce type de connexion. Pour résoudre le problème de couplage des systèmes, les convertisseurs modulaires multi-niveaux peuvent être utilisés [Alm-20, Alm-21, Yan-22].

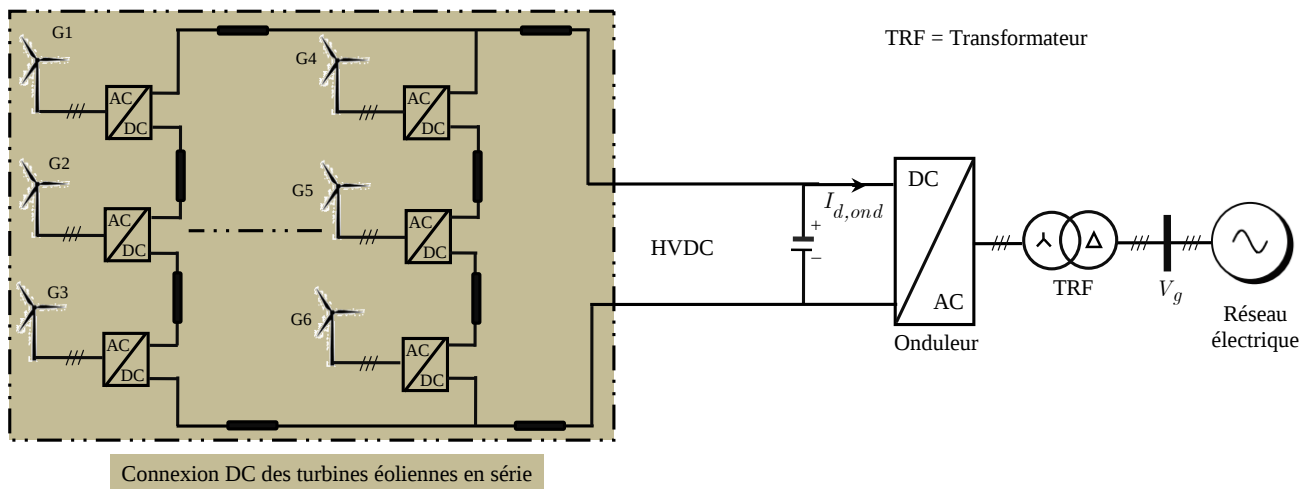


Figure I. 13 : Schéma de connexion DC en série des éoliennes.

I.5.2. Système de raccordement externe

Ce système consiste à raccorder la ferme éolienne au réseau électrique, afin d'injecter l'énergie électrique. Jusqu'à présent, deux types de technologies de transmission ont été proposés pour transférer l'énergie éolienne, à savoir : la transmission en courant alternatif à haute tension (*En anglais : High Voltage Alternating Current* ou *HVAC*) et la transmission en courant continu à haute tension (*En anglais : High Voltage Direct Current* ou *HVDC*) [Ree-13, Men-21, Zha-13].

I.5.2.1. Système de transmission en HVAC

Le système de transmission en HVAC est un système efficace pour la transmission d'énergie renouvelable à grande échelle. En effet, ce système est le plus utilisé pour la plupart des grandes fermes éoliennes, due à la standardisation et l'encombrement réduit des matériels par rapport au système de transmission en courant continu. Pour le système de transmission à courant alternatif à longue distance, il est nécessaire d'élever le niveau de tension pour transporter la puissance produite au point de raccordement. Par contre, il n'est pas nécessaire d'élever le niveau de tension pour le système de transmission à courant alternatif à courtes distances [Bah-12, Dah-14, Ala-15]. Typiquement, le système de transmission à HVAC comporte un transformateur principal, plusieurs transformateurs secondaires, des lignes de transport, des câbles de connexion, des jeux de barres, des générateurs, des systèmes de compensation d'énergie réactive et des filtres d'harmoniques. La topologie du système de transmission en HVAC est illustrée sur la Figure I. 14.

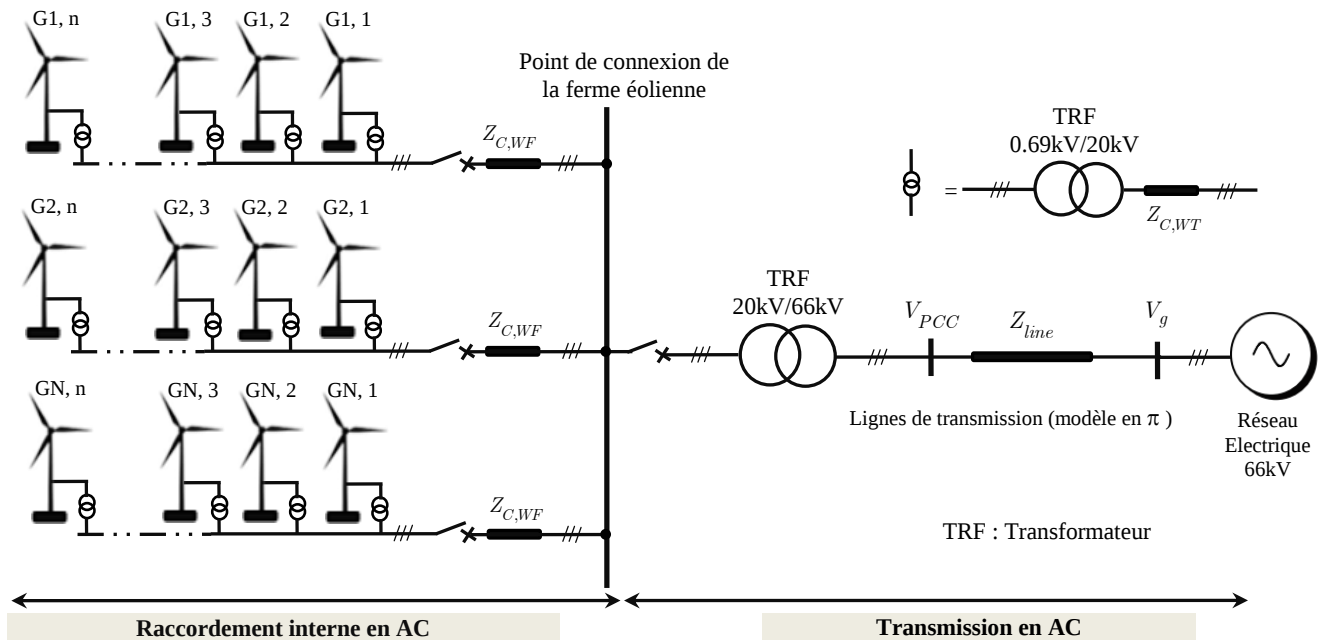


Figure I. 14 : Topologie d'un système de transmission en HVAC.

I.5.2.2. Système de transmission en HVDC

À mesure que les fermes éoliennes offshore deviennent plus grandes et plus éloignées des côtes, les systèmes de transmission en HVDC sont indispensables pour transférer l'énergie vers le réseau électrique terrestre, notamment pour les grandes distances, ce qui peut résoudre efficacement les problèmes des pertes dans les lignes de transmission [Per-14]. La topologie transmission en HVDC est illustrée sur la Figure I. 15.

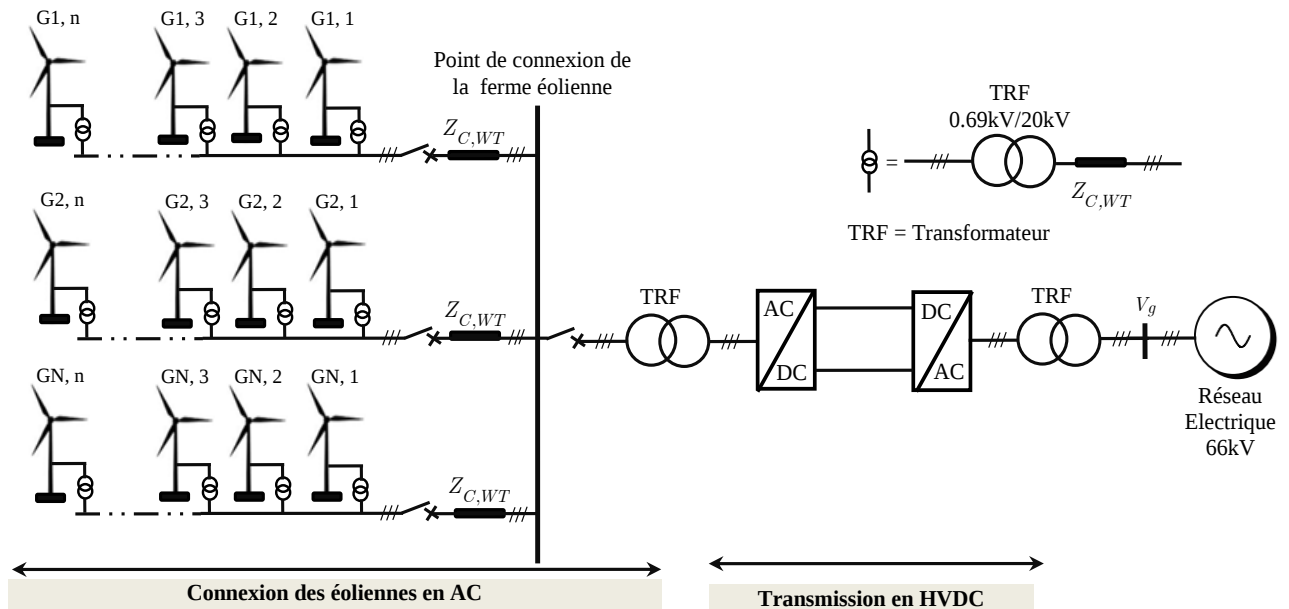


Figure I. 15 : Système de transmission en HVDC.

Il existe cinq topologies pour le système de transmission en HVDC, qui sont classées comme suit [Zho-22, Sun-19, Lin-19, Nam-21, Hol-12] :

- 1) La topologie convertisseur de source de courant (*En anglais : Current Source Converter ou CSC*), ou connu sous le nom de convertisseur à commutation de ligne HVDC (*En anglais : Line Commutated Converter High Voltage Direct Current ou LCC-HVDC*),
- 2) La topologie convertisseur de source de tension HVDC (*En anglais : Voltage Source Converter High Voltage Direct Current ou VSC-HVDC*),
- 3) La topologie HVDC hybride,
- 4) La topologie redresseur à diode HVDC (*En anglais : Diode Rectifier High Voltage Direct Current ou DR-HVDC*),
- 5) La topologie tous les systèmes de transmission à courant continu (*En anglais : All Direct Current ou ALL-DC*).

La transmission en HVDC a un grand avantage d'efficacité et d'applicabilité par rapport à la transmission en HVAC, en particulier, les topologies VSC-HVDC et ALL-DC qui prévalent dans la plupart des fermes éoliennes au marines.

I.6. Intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique

L'énergie électrique produite par les fermes éoliennes doit être soumise aux Conditions Techniques de Raccordement (CTR) avant l'injection dans le réseau électrique. Ces conditions contiennent fondamentalement les dispositions constructives et organisationnelles, ainsi que les règles techniques que doivent respecter les installations de production d'énergie électrique en vue de leur raccordement au réseau électrique [Dav-09]. Les CTR se résument comme suit :

- Egalité des ondes de tension et de courant entre la ferme éolienne et le réseau électrique.
- Egalité de la fréquence.
- Egalité du déphasage entre les courants et les tensions.

I.7. Niveaux de tension de raccordement

Généralement, les conditions de raccordement des centrales de production au réseau électrique sont définies par des textes réglementaires tels que les décrets et les arrêtés. Les contraintes techniques dépendent principalement de la puissance produite, à raccorder, qui définit le type du réseau de connexion. Le raccordement de la ferme au réseau public de transport s'effectue alors à un niveau de tension différent. Le tableau I.2, donne les niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leurs puissances [Rob-06].

Tableau I. 2 : Niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance [Rob-06].

Puissance	Niveaux de tension	Plage de tension	Type de réseau
$S \leq 180\text{KVA}$	230V	BT monophasé	BT
$S \leq 250\text{KVA}$	400V	BT triphasé	BT
$P \leq 12\text{MW}$	15kV, 20kV	$1 < U \leq 50\text{kV}$	MT
$P \leq 50\text{MW}$	63kV, 99kV	$50 < U \leq 130\text{kV}$	HT(HTB1)
$P \leq 250\text{MW}$	99kV, 225kV	$130 < U \leq 350\text{kV}$	HT(HTB2)

I.8. Problèmes techniques de raccordement des éoliennes au réseau électrique

Généralement, les centrales électriques conventionnelles utilisent des générateurs synchrones à rotor bobiné, qui sont bien maîtrisés par les opérateurs du réseau. Ce type de générateur permet de maintenir la stabilité transitoire, un bon contrôle de la tension, un support de la puissance réactive, un contrôle de la fréquence et des capacités de gestion des pannes. De plus, il permet de répondre aux exigences de communication fixées par les opérateurs de systèmes. Par contre, les centrales éoliennes utilisent les GACEs, les GARBs, les GADAs, les GSAPs et les GSRBs. En raison de la variation de la vitesse du vent, ces machines sont incapables de fournir un contrôle aisé de la tension et de la fréquence. De plus, les éoliennes peuvent également absorber de grandes quantités de puissance

réactive, notamment en cas d'un défaut dans le système [Saq-15]. D'autre part, la qualité de l'énergie électrique produite est souvent affectée, en raison de fluctuation du vent. De ce fait, l'intégration de cette énergie dans les réseaux nationaux a engendré des problèmes techniques [Saq-15]. Pour cette raison, les services publics d'énergie du monde entier ont développé des codes stricts de réseau électrique. L'objectif principal de ces codes de réseau est que les centrales éoliennes doivent avoir plus ou moins, la même capacité de fonctionnement que les centrales électriques conventionnelles. De plus, ces codes doivent encadrer et orienter les défis posés par l'intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique. Afin d'intégrer l'énergie éolienne sans affecter la qualité et la stabilité du réseau électrique, les gestionnaires de réseau doivent s'adapter avec ces codes. L'adaptation avec ces codes de réseau assure le maintien continu de la sécurité du réseau et donc la continuité d'approvisionnement tout en permettant un plus grand nombre de fermes éoliennes à connecter au système.

I.8.1. Problème de l'instabilité de la fréquence (ou de la puissance active)

Ces dernières années, la capacité d'énergie éolienne a augmenté rapidement, ce qui élève des inquiétudes pour la sécurité de fonctionnement des systèmes électriques et leurs fiabilités. En cas de fortes variations de la puissance produite, la valeur de la fréquence peut s'écarter du seuil nominal [Lin-12]. De plus, la différence entre la production et la consommation d'énergie électrique, peut causer l'instabilité du réseau électrique, ce qui provoque une variation dans la valeur de la fréquence. Par conséquent, il faut assurer l'égalité entre la production et la consommation d'énergie électrique, à tout instant. En pratique, l'équilibre n'est jamais atteint en raison de l'imprévision de la production ou de la consommation. Par ailleurs, il y a des variations aléatoires des charges et des pertes dans les groupes de production. En fait, la valeur de la fréquence est une variable globale identique sur l'ensemble du réseau. Une variation importante de la fréquence peut entraîner la déconnexion de la ferme éolienne du réseau électrique. Pour toutes ces raisons, le réglage de la fréquence est très important. Le réglage de fréquence est organisé hiérarchiquement sur trois niveaux :

- Le réglage primaire de la fréquence,
- Le réglage secondaire de la fréquence,
- Le réglage tertiaire de la fréquence.

Le schéma du réglage hiérarchisé de fréquence est illustré sur la Figure I. 16. Dans ce schéma, le centre de dispatching estime la fréquence du réseau et mesure la puissance totale. En fonction de ces mesures, on change la consigne de puissance de chaque régulateur de vitesse afin de revenir au bout de quelques minutes à la valeur nominale de la fréquence et de corriger le transit de puissance prévu sur les lignes de transmission.

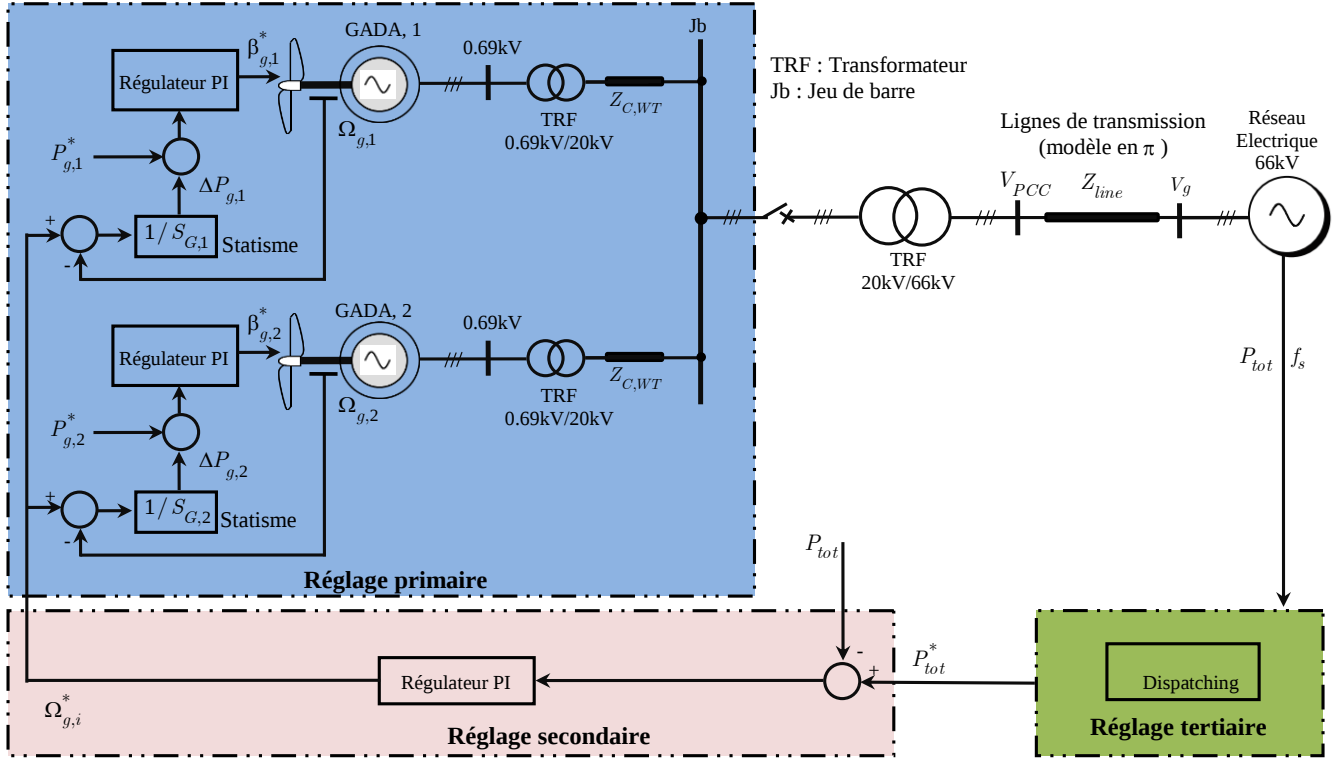


Figure I. 16 : Réglage hiérarchique de la fréquence.

a) Réglage primaire de la fréquence

Le réglage primaire de la fréquence permet d'adapter très vite, en quelques secondes, la production à la consommation. Ce réglage est réalisé par le réglage de la vitesse des générateurs de chaque groupe de production. D'une manière automatique, les régulateurs de vitesse peuvent compenser le déficit ou l'excédent de puissance active tout en maintenant la fréquence à sa valeur de consigne.

Le réglage primaire de fréquence est généralement obligatoire pour tous les générateurs des groupes de production raccordée au réseau électrique. La participation des générateurs au réglage primaire de fréquence est quantifiée par la notion de *statisme* et par la réserve primaire de puissance active [Pau-13, Dav-09].

Le *statisme* représente une relation linéaire entre la variation de la fréquence et la variation relative de la puissance active produite. Le *statisme* est défini par [Ste-05]:

$$S_G = \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_n} \quad (\text{I.1})$$

Où :

$$\begin{cases} \Delta f = f_i - f_{n,i} \\ \Delta P = P_i - P_n \end{cases}$$

Avec :

S_G : *Statisme d'un générateur*,

P_i : *Puissance fournie par le générateur d'indice i* ,

$P_{n,i}$: *Puissance nominale du générateur d'indice i* ,

f_n : *Fréquence nominale*,

f_i : *Fréquence de réseau correspondant au fonctionnement de la puissance P_i* .

b) Réglage secondaire de la fréquence

Le réglage primaire permet de rétablir rapidement l'équilibre entre la production et la consommation, mais il conduit à un écart Δf de la fréquence par rapport à sa valeur de consigne en régime permanent. Cet écart dépend principalement du *statisme* global du réseau, de l'énergie injectée au réseau et de la sensibilité des charges aux variations de la fréquence. La restauration de la fréquence du réseau à la valeur nominale exige une action de contrôle supplémentaire qui ajuste la consigne de production pour tous les groupes de production éolienne. C'est ce qu'on appelle la régulation secondaire [Dav-09].

c) Réglage tertiaire de fréquence

Le réglage tertiaire est un réglage manuel avec lequel la répartition peut augmenter ou diminuer la puissance disponible. L'injection dans le réseau de cette puissance permet de compenser les déséquilibres profonds et durables entre la production et la consommation, et de ramener la fréquence à la valeur nominale, de reconstituer les réserves primaires et secondaires, de maintenir les marges d'exploitation à des niveaux acceptables et de reconnecter les charges délestées.

I.8.2. Problème de l'instabilité de la tension (ou de la puissance réactive)

La tension est une grandeur locale sensible à plusieurs facteurs tels que les paramètres des câbles de connexion, les transformateurs et les lignes de transmission. La variation de ces paramètres entraîne sans aucun doute une instabilité de la tension au niveau du jeu de barres. D'autre part, le réseau électrique entre dans un état instable lorsqu'une perturbation ou une augmentation de charge surviennent sur le réseau [Con-90, Kun-94].

Dans la ferme éolienne, la puissance générée peut varier considérablement en quelques minutes, selon la vitesse du vent subie par les éoliennes. Dans ce cas, la demande de la puissance réactive varie. Si le système éolien ne peut pas répondre à cette demande, une instabilité ou un effondrement de la tension peut se produire. [Pal-03].

Pour assurer un fonctionnement stable du réseau électrique, on doit également maintenir la tension des nœuds dans des limites bien déterminées avec un contrôle de tension [Kun-94]. Cependant, il n'est pas possible de contrôler la tension d'un nœud donné à partir de n'importe quel point du

système. Il est très important de prendre en compte cette propriété en considération, sinon il serait impossible de comprendre l'effet du remplacement des centrales de production conventionnelles par les centrales éoliennes sur le contrôle de la tension.

Le réglage de la tension est réalisé en contrôlant la production ou la consommation de la puissance réactive à tous les niveaux du système. Ce réglage est utilisé pour améliorer l'intégration des centrales éolienne au réseau électrique. Ce contrôle est réalisé via des réglages hiérarchiques suivants [Pau-13, Ami-10] :

- Le réglage primaire de la tension,
- Le réglage secondaire de la tension,
- Le réglage tertiaire de la tension.

La Figure I. 17, représente le schéma du réglage hiérarchisé de tension, qui vise à maintenir la tension au point pilote, pour un générateur d'une zone de réglage donnée.

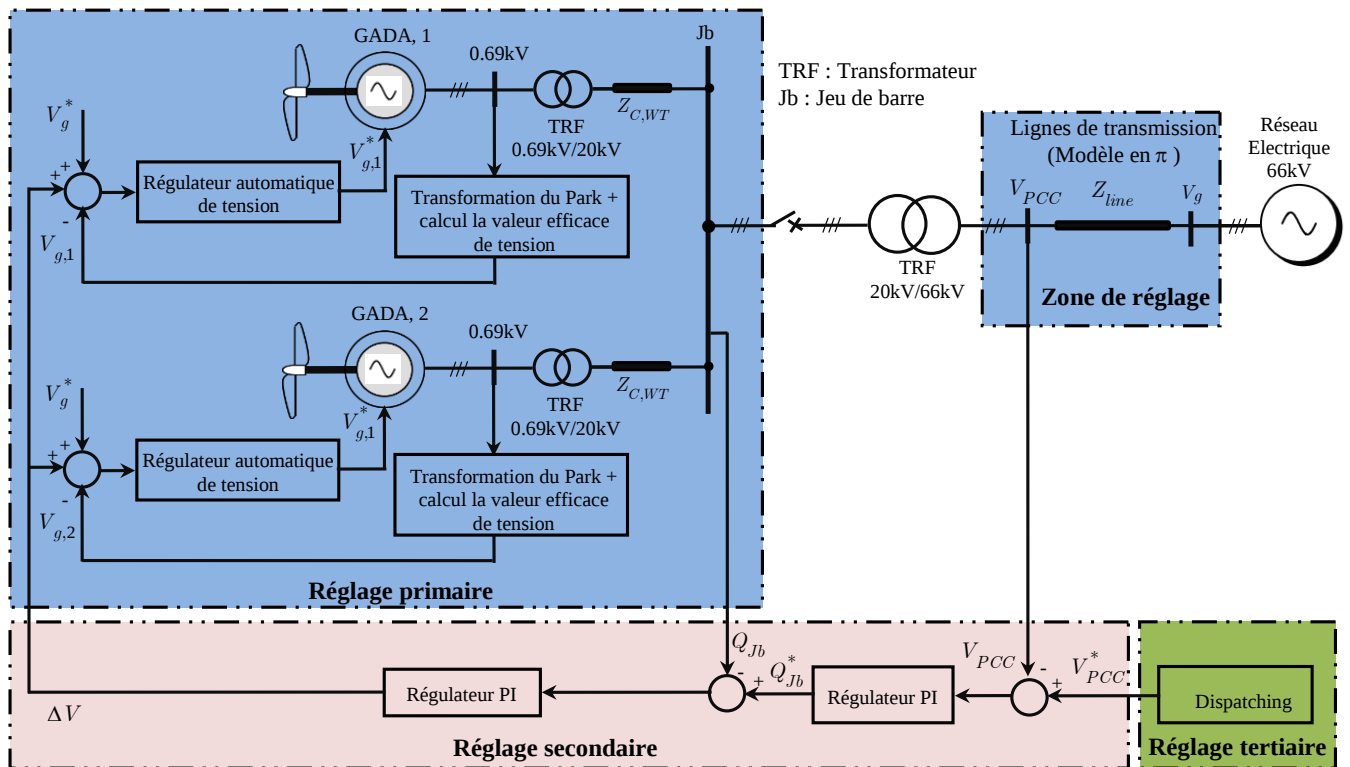


Figure I. 17 : Réglage hiérarchisé de la tension.

a) Réglage primaire de la tension

Le réglage primaire de la tension est réalisé de manière locale et décentralisé pour chacun des groupes de production concernés. Grâce à ce régulateur, les alternateurs maintiennent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe de ce réglage est d'agir sur l'excitation des générateurs pour maintenir le niveau de la tension requise. Cependant, une mauvaise excitation des générateurs peut causer un problème majeur pour le réglage primaire. Par exemple, si

le générateur est surexcité, il va produire un surplus de la puissance réactive, ce qui aura pour effet d'augmenter la tension à son point de connexion. En revanche, la sous-excitation d'un générateur peut réduire sa puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes [Dav-09, Ami-10].

b) Réglage secondaire de la tension

Malgré que le contrôle primaire de la tension intervient rapidement lorsqu'un défaut se produit, mais il n'offre pas une grande efficacité pour maintenir la tension au niveau de nœud de pilotage, en raison de la propriété de contrôle locale de chaque groupe. C'est pour cette raison que le contrôle secondaire de tension a été développé. L'objectif principal du réglage secondaire de tension est de réguler la tension du nœud de pilotage en agissant sur les productions de puissance réactive participant au réglage [Pau-13]. Ce type de contrôle permet une coordination entre les groupes de production pour éviter tout écart de tension. De plus, il améliore le fonctionnement des groupes proches et évite que certains d'entre eux n'économisent trop de puissance réactive.

c) Réglage tertiaire de la tension

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner entre plusieurs groupes de production. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux nœuds pilotes [Ami-10].

I.9. Problème de qualité de l'énergie

Généralement, le raccordement des centrales éoliennes aux réseaux électriques a plusieurs impacts sur la qualité de l'électricité. Ces impacts se manifestent par des creux de tension, une surcharge du réseau, des papillotements, des harmoniques....etc [Ben-20]. D'autre part, le système de conversion de l'énergie éolienne est très sensible aux perturbations du réseau et affectera donc la qualité de l'énergie. Dans un système éolien intégré au réseau électrique, les problèmes de qualité de l'énergie peuvent être divisés en deux catégories [Thi-00, Tan-03, Bou-06.a, Moh-08, Wu-10, Sug-11] :

- 1) Problèmes de qualité de l'énergie côté réseau,
- 2) Problèmes de qualité de l'énergie côté ferme éolienne.

I.9.1. Problèmes de qualité de l'énergie côté réseau

Les perturbations du réseau, telles que les creux de tension, peuvent entraîner la déconnexion des fermes éoliennes. La déconnexion soudaine de ces unités de production augmente l'instabilité du réseau électrique et affecte la qualité d'énergie électrique [Moh-08, Sug-11].

- **Creux de tension** : Les creux de tension sont des réductions de courte durée de la tension efficace entre 0,1 et 0,9 pu. Il n'y a pas de définition claire de la durée de l'abaissement, mais elle se situe généralement entre 0,5 seconde et 1 minute. Généralement, les creux de tension sont causées par :
 - ✓ La mise sous tension de charges lourdes,
 - ✓ Les défauts de ligne à la terre,
 - ✓ Le transfert de charge d'une source à une autre.

Chacun de ces cas peut provoquer un abaissement avec une caractéristique particulière. Une représentation du creux de tension et de la coupure de tension est illustrée sur la Figure I. 18.

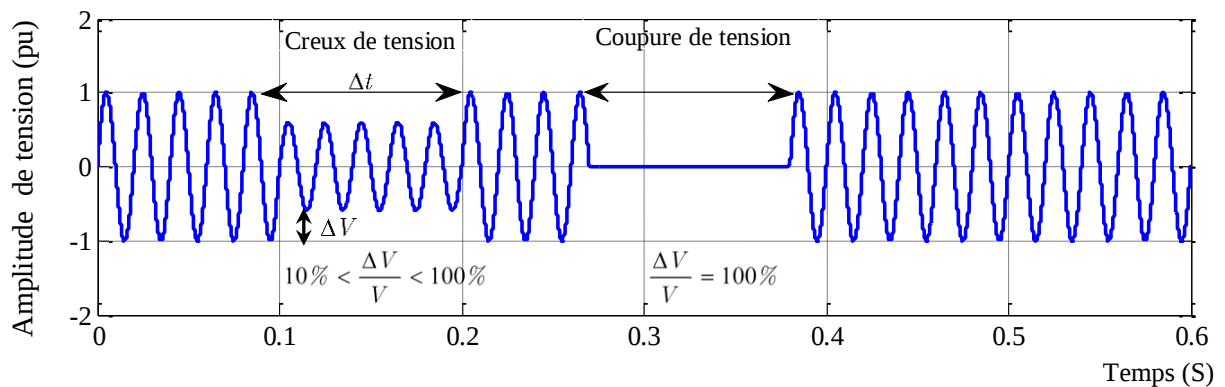


Figure I. 18 : Creux et coupure de tension.

- **Variations de tension** : La variation de la tension augmente le courant à travers les générateurs, l'équipement électrique associé et les lignes, ce qui augmente les pertes. De plus, elle affecte également le facteur de puissance car la puissance capacitive générée par le condensateur installé diminue lorsque la tension diminue.
- **Transitoire de tension** : Les transitoires de tension à long terme peuvent être créés par la commutation des condensateurs à l'aide de commutateurs mécaniques, qui font partie intégrante du générateur éolien pour la compensation de la puissance réactive. Ces transitoires peuvent endommager les dispositifs d'électronique de puissances qui contrôlent les éoliennes. En raison de l'exposition répétée aux transitoires de tension, le système d'isolation s'affaiblit, ce qui entraîne une défaillance prématurée.
- **Déséquilibre de tension** : Le déséquilibre de tension est dû à de grandes charges déséquilibrées. Il provoque la circulation des courants à séquences négatives dans les machines électriques, provoquant une surchauffe de tous les équipements électriques. De plus, la durée de vie de la machine est réduite. Le déséquilibre de tension entraîne des oscillations de la puissance active et réactive. La Figure I. 19, représente un exemple d'un système déséquilibré de tensions triphasées.

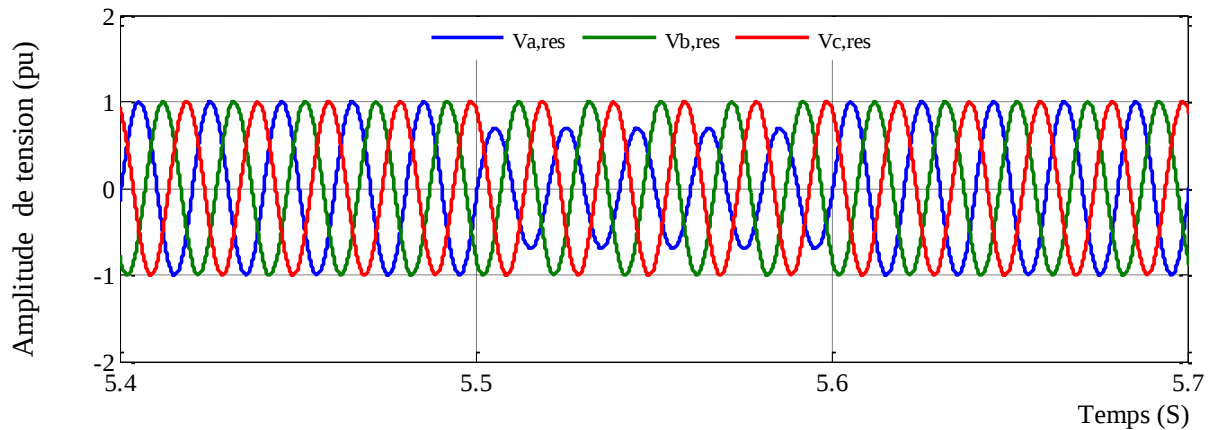


Figure I. 19 : Exemple d'un système déséquilibré de tensions triphasées.

I.9.2. Problèmes de qualité de l'énergie côté éolienne

L'intégration des fermes éoliennes au réseau électrique pose des problèmes qui affectent la qualité de l'énergie électrique. Ces problèmes sont principalement liés à la puissance injectée, à la consommation de la puissance réactive et aux courants harmoniques générés [Moh-08, Sug-11].

- **Injection d'une puissance fluctuante :** La nature de l'énergie éolienne est fluctuante, en raison de la variation de la vitesse du vent. Cette fluctuation affecte la qualité de l'énergie électrique. De plus, cela entraîne des problèmes opérationnels, surtout si les réseaux sont faibles et que la part de ces sources fluctuantes dépasse certaines limites.
- **Consommation d'énergie réactive :** La consommation de la puissance réactive dans une ferme éolienne est principalement due à l'utilisation de générateurs asynchrones. Le principe de base des générateurs asynchrones est reposé sur la consommation de la puissance réactive pour établir l'excitation ou assurer la magnétisation. Cette consommation peut entraîner une augmentation des pertes dans les lignes de transport et réduire la durée de vie des équipements de transport et de distribution.
- **Génération des courants harmoniques:** Les convertisseurs d'électroniques de puissances présentent l'avantage de pouvoir contrôler simultanément les puissances active et réactive. Ils ont cependant l'inconvénient de produire des courants harmoniques. Cela déforme la tension sur la ligne et affecte tous les consommateurs connectés à la ligne. De plus, les harmoniques de courant provoquent également une surchauffe des transformateurs et des condensateurs, et peuvent entraîner une défaillance prématurée des condensateurs.

I.10. Solutions pour l'intégration des éoliennes au réseau électrique

Afin de minimiser les effets négatifs et les problèmes principaux de l'intégration de l'énergie éolienne à grande échelle sur la fiabilité des réseaux électriques, il existe plusieurs solutions techniques pour assurer la stabilité du système. Parmi ces solutions, on peut citer l'utilisation des compensateurs de puissance réactive. La compensation d'énergie réactive peut être réalisée par plusieurs manières,

classiques et modernes, mais la plupart des moyens utilisés, comme les systèmes de transmission flexible en courant alternatif (*En anglais : Flexible Alternating Current Transmission System ou FACTS*) sont certainement plus efficaces dans les applications éoliennes connectées au réseau électrique. Il existe deux types de FACTS : le premier type est un compensateur statique d'énergie réactive (*En anglais : Static Var Compensator ou SVC*) et le deuxième type est un compensateur synchrone statique (*En anglais : Static Synchronus Compensator ou STATCOM*). L'objectif de ces types est de maintenir la tension à un niveau acceptable, afin assurer la stabilité du système. De plus, ils sont capables de résoudre les problèmes techniques de raccordement au réseau électrique.

Dans [Ker-17], l'auteur a présenté le principe de fonctionnement et la modélisation et l'étude comparative entre le SVC et le STATCOM. Grâce à cette comparaison, le STATCOM a été sélectionné comme solution matérielle efficace pour intégrer les systèmes éoliens au réseau électrique, lors de divers types de défauts électriques affectant le réseau électrique. Les Figures I. 20 et I. 21, représentent respectivement, les schémas équivalents du SVC et du STATCOM.

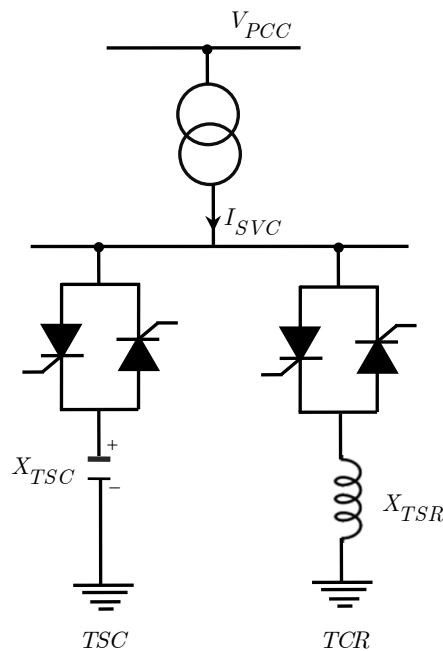


Figure I. 20 : Structure du SVC connecté au PCC.

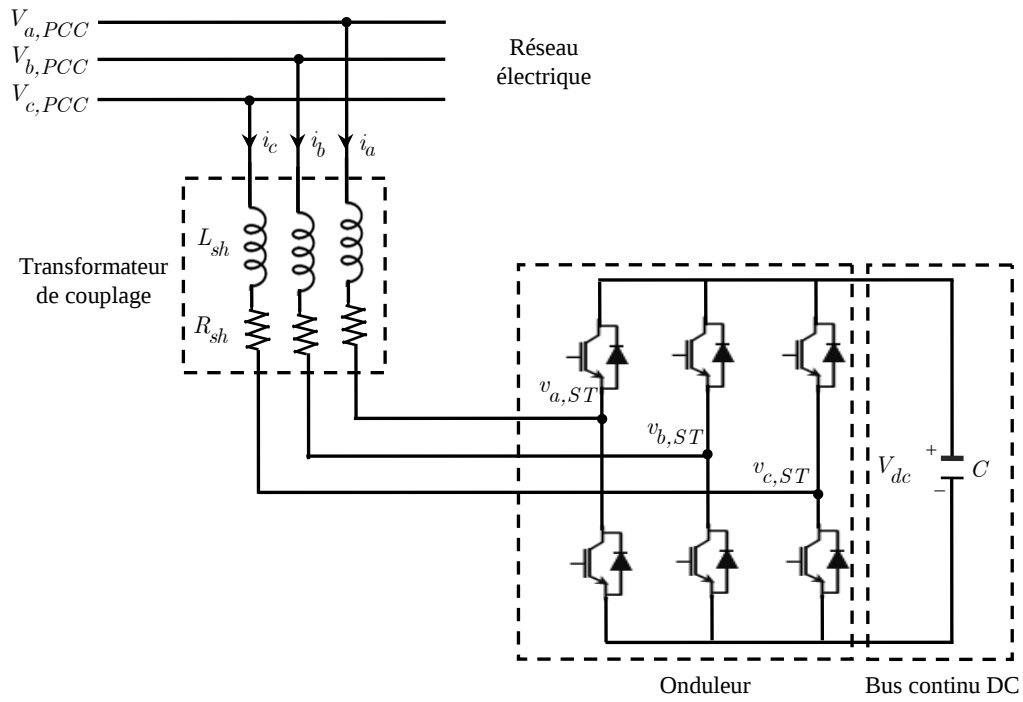


Figure I. 21: Circuit équivalent simplifié du STATCOM.

Les perturbations importantes dans le réseau électrique peuvent provoquer une instabilité du système. Si la ferme éolienne n'a pas de capacité de gestion des pannes et des moyennes de protection contre les perturbations, elle sera déconnectée du réseau. Dans la littérature [Ang-20, Din-21], différents dispositifs de protection auxiliaires ont été utilisés pour compléter les exigences de diminution du niveau de tension pour le système éolien à base de GADA (*En anglais : Low Voltage Ride Through ou LVRT*). Cette solution est représentée par la Figure I. 22.

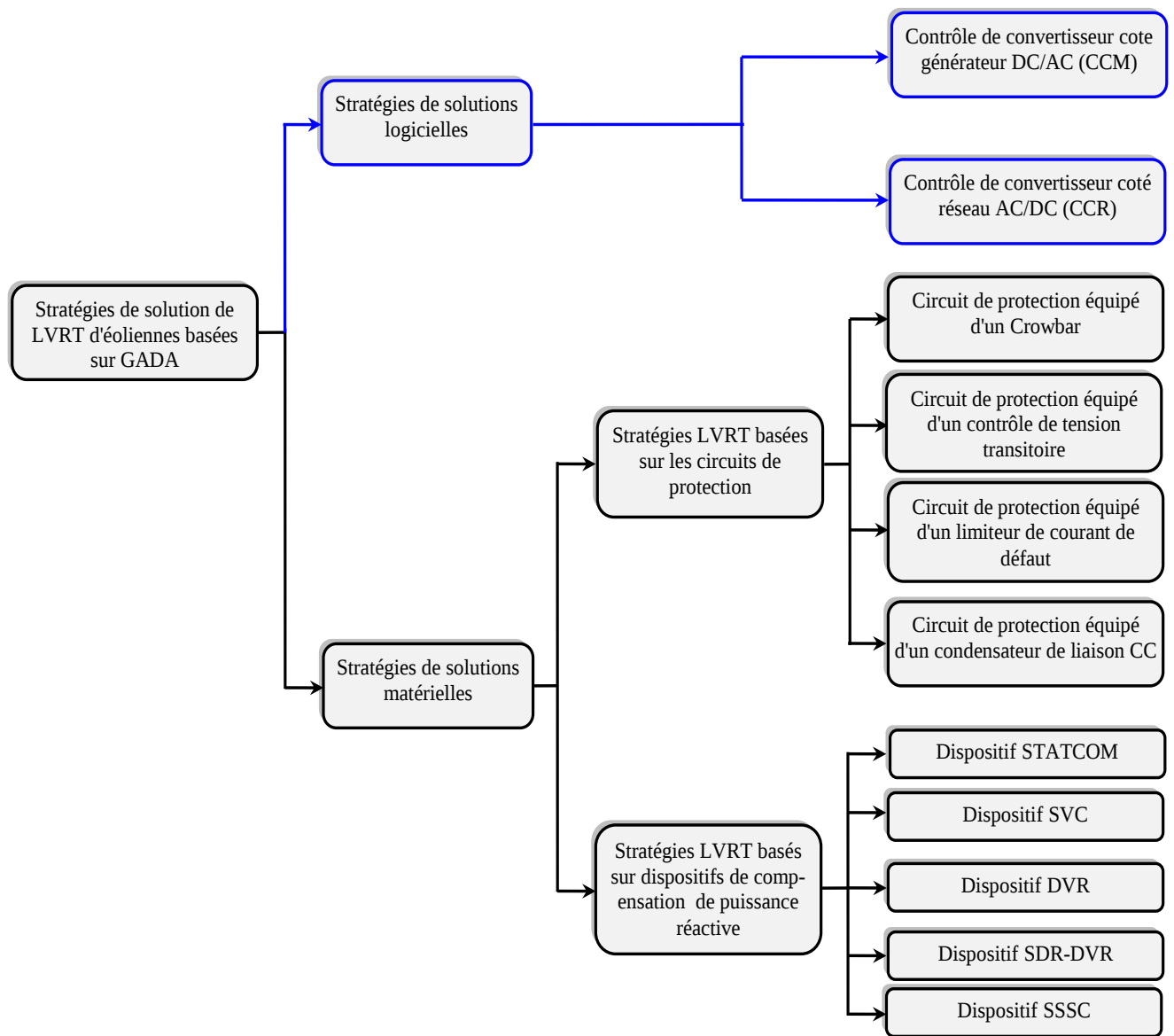


Figure I. 22 : Stratégies de solution de LVRT d'éoliennes basées sur GADA.

I.11 Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons fait un résumé de l'état de l'art du domaine de conversion de l'énergie éolienne. Dans la première partie, nous avons présenté des généralités sur la constitution des réseaux électriques. Ensuite, nous avons présenté les différents types de machines électriques pouvant être utilisées dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne. Puis, nous avons présenté les différentes typologies de raccordements des éoliennes. Par la suite, nous avons discuté les conditions techniques de raccordement du parc éolien au réseau électrique. Enfin, nous avons présenté les problèmes techniques et les solutions pour intégrer l'énergie éolienne au réseau électrique.

A travers ce chapitre, nous avons confirmé que l'intégration de la production des centrales aux réseaux électriques est une tâche très difficile. Si ces centrales sont de type éolien, l'opération devient

plus délicate et demande plus d'attentions. Pour le choix de type de machines électriques, nous avons penché vers la génératrice asynchrone à double alimentation étant donné qu'elle fournit plus de degrés de liberté en matière de réglage.

Dans le prochain chapitre, nous allons entamer la modélisation détaillée de la partie mécanique ainsi que le contrôle de la turbine éolienne à deux masses.

Chapitre II:

Modélisation et contrôle de la partie mécanique du système éolien

II.1. Introduction.....	35
II.2. Conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique.....	37
II.3. Conception d'une éolienne à axe horizontal.....	38
II.4. Modélisation de la turbine éolienne.....	40
II.4.1. Modèle du vent.....	40
II.4.2. Puissance aérodynamique.....	42
II.4.3. Dispositif d'entraînement.....	43
II.5. Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable.....	46
II.5.1. Objectifs du contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable.....	46
II.5.2. Conception de la stratégie de contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable.....	48
II.5.3. Caractéristiques de puissance et de couple aérodynamique de la turbine éolienne.....	48
II.6. Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable en dessous de la puissance nominale.....	50
II.6.1. Contrôle indirect en vitesse.....	50
II.6.2. Contrôle par retour du couple aérodynamique.....	52
II.6.3. Contrôle direct en vitesse.....	53
II.6.3.1. Contrôle direct en vitesse par le contrôleur Proportionnel-Intégral.....	54
II.6.3.2. Contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.....	56
II.7. Résultats de simulation des différentes structures des commandes proposées.....	58
II.7.1. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle indirect en vitesse.....	59
II.7.2. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle par retour du couple aérodynamique.....	61
II.7.3. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le régulateur PI.....	63
II.7.4. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.....	65
II.7.5. Interprétation des résultats de simulation.....	66
II.8. Conclusion.....	68

II.1. Introduction

Ces dernières années, l'énergie éolienne est devenue la source d'énergie renouvelable la plus utilisée au monde [Gai-17]. Les éoliennes exploitent cette source d'énergie pour produire directement de l'énergie électrique [Lie-00]. L'énergie électrique générée par la génératrice éolienne peut être utilisée soit pour des charges autonomes, soit injectée au réseau électrique.

Généralement, les éoliennes peuvent être classées en fonction de leur orientation et de leur axe de rotation, en éoliennes à axe horizontal ou à axe vertical, et peuvent être installées sur terre ou en mer [Art-13]. Les éoliennes à axe horizontal présentent une efficacité de conversion de l'énergie éolienne plus élevée en raison de la conception des pales et de l'accès très fluide du vent, mais ils ont besoin d'une tour plus solide pour supporter le poids lourd de la nacelle et par conséquent, son coût d'installation est plus élevé. Les éoliennes à axe vertical ont l'avantage d'être proche du sol. Dans ce cas, leur efficacité de conversion de l'énergie éolienne est plus faible en raison du vent plus faible sur la partie inférieure des pales et des performances aérodynamiques limitées.

Une autre classification des éoliennes dépendent des stratégies d'extraction de la puissance [Art-13]. Dans ce cas, la conversion de l'énergie éolienne est classifiée en vitesse fixe ou variable [Ofu-08]. Dans [Jen-15], les auteurs ont mené une étude comparative entre les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable.

Les éoliennes à vitesse fixe tournent à une vitesse presque constante, qui est déterminée par le rapport de multiplication, de la fréquence du réseau et du nombre de paires de pôles de la génératrice. Ce type d'éolienne ne peut atteindre une efficacité de conversion maximale qu'à une certaine vitesse du vent. De plus, cette efficacité du système est détérioré si la vitesse du vent variée considérablement.

D'autre part, les éoliennes à vitesse variable peuvent atteindre une efficacité de conversion d'énergie maximale sur une large gamme de vitesses du vent. De plus, sa vitesse de rotation, qui est en fonction de la vitesse du vent, peuvent être ajustée en permanence. En effet, le rapport de vitesse relative (*En anglais : Tip speed ratio ou TSR*) doit être maintenu à une valeur et l'angle d'orientation des pales doit être réglé sur zéro pour obtenir une efficacité de conversion de puissance maximale à différentes vitesses du vent. L'éolienne à vitesse variable est protégée par un contrôle aérodynamique des pales des dommages éventuels causés par de fortes rafales de vent.

La modélisation ou la *mise en équations* de la partie mécanique du système éolien est une étape très importante pour la conception et l'analyse de ses performances statiques et dynamiques. Pour cette partie, la modélisation nécessite une parfaite connaissance des lois physiques et de la mécanique des fluides pour le comportement aérodynamique de la turbine [Ker-17, Sai-21.a]. Pratiquement, le modèle mathématique de la partie mécanique d'un système éolien est plus compliqué. Dans ce contexte, il existe plusieurs modèles de la turbine éolienne telle que le modèle à une seule masse, à

deux masses, à trois masses et à six masses. Bien que le modèle forfaitaire à une seule masse soit très simple qui représente la dynamique d'une turbine et d'une génératrice éolienne reliée l'un à l'autre par un arbre, mais l'analyse de stabilité transitoire basée sur le modèle à une seule masse peut donner des erreurs importantes. Malgré que ce modèle donne des erreurs significatives [Muy-06], des nombreuses stratégies d'optimisation de la puissance extraite, connues sous le nom de Maximum Power Point Tracking (MPPT), ont été présentées dans la littérature [Dah-16, Du-15, Abd-12, Sai-20.a, Sai-20.b, Sai-21.b].

Pour analyser la stabilité transitoire, les modèles de la turbine éolienne à multi-masse doivent être utilisés à la place du modèle à une seule masse combinée, car la constante de rigidité en torsion de la génératrice et l'inertie de l'arbre de rotor de la turbine ont un impact significatif sur la stabilité transitoire. Dans [Muy-05], la stabilité transitoire du système d'éolien a été analysée en utilisant uniquement des modèles à deux et trois masses, avec tous les types d'effets d'amortissement ont été ignorées. Cependant, l'étude dans [Muy-06] a montré que l'analyse de la stabilité transitoire sans tenir compte des effets d'amortissement peut donner des résultats pessimistes, et il a donc été conclu que pour une analyse précise de la stabilité transitoire, le modèle de la turbine éolienne à six masses est le bon choix. Ce modèle, il contient à l'inertie de l'arbre de la turbine, l'inertie de multiplicateur, l'inertie de génératrice et l'inertie de chaque pale. Selon la théorie des éléments des pales, la modélisation des éoliennes à six masses ralentit les simulations en raison de la complexité des calculs mathématiques. De plus, il a également besoin d'informations détaillées et précises sur la géométrie du rotor de la turbine. Dans [Muy-07], les auteurs ont présenté une comparaison des résultats de simulation entre les différents types de modèles de la turbine éolienne pour l'analyse de la stabilité transitoire. Grâce à cette comparaison, les auteurs sont démontrés que le modèle de turbine éolienne à deux masses, d'ordre réduit, est acceptable pour l'analyse de la stabilité transitoire du système éolien.

Dans ce chapitre, nous s'intéresserons essentiellement à la modélisation et contrôle de la turbine éolienne à deux masses. Ensuite, nous allons proposer trois approches de contrôle de la turbine éolienne à deux masses pour l'extraction de la puissance maximale, deux pour le fonctionnement en régime permanent et la troisième pour le fonctionnement en régime transitoire et permanent. Concernant la troisième approche, elle sera examinée à l'aide de deux types de contrôleurs, le contrôleur classique de type Proportionnelle-Intégral (PI) et le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale. Les approches proposées dans ce chapitre ont été validées sur MATLAB/Simulink, avec une turbine éolienne à deux masses de 1.5 MW.

II.2. Conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique

L'énergie cinétique du vent est convertie en énergie électrique à l'aide d'un ensemble de dispositifs mécaniques et électriques, comme le montre la Figure II. 1. Cette conversion se fait en deux étapes [Yar-16, Sti-08] :

- **Etape 1** : Au niveau de la turbine, les pales de l'éolienne convertissent une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur l'arbre de rotation.
- **Etape 2** : Au niveau de la génératrice, l'énergie mécanique reçue de l'arbre de transmission est convertie en énergie électrique, transmise ensuite au réseau électrique.

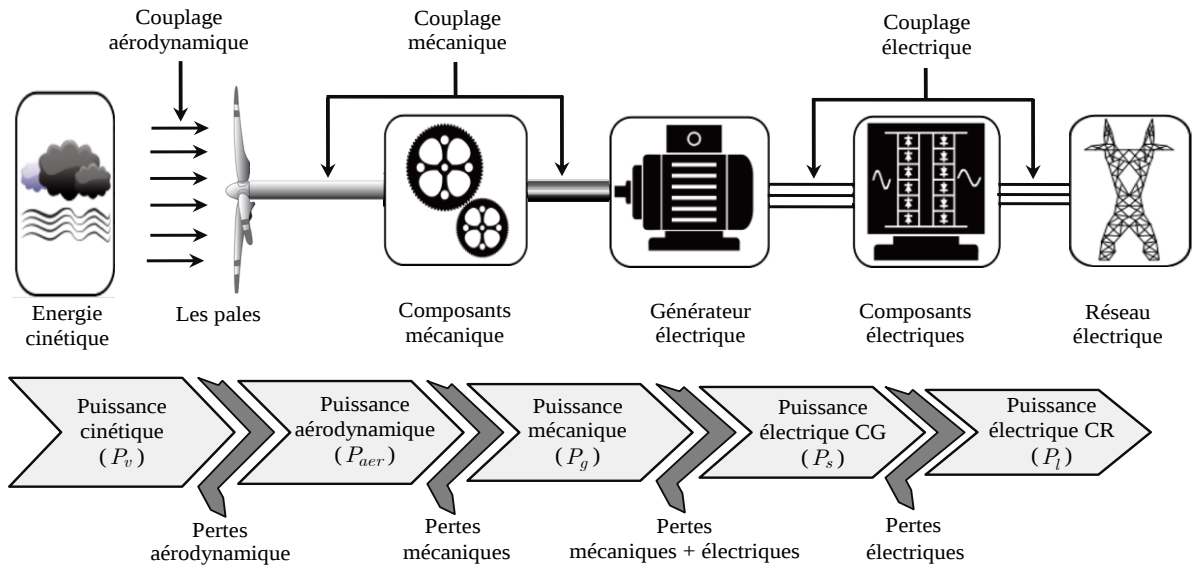


Figure II. 1 : Schéma fonctionnel d'un système de conversion d'énergie éolienne.

L'énergie cinétique du vent E_v dans une parcelle d'air de masse m circulant à la vitesse du vent V dans la direction x est donnée par [Muy-08] :

$$E_v = \frac{1}{2} m V^2 = \frac{1}{2} (\rho S x) V^2 \quad (II.1)$$

Avec :

ρ : La densité de l'air [$Kg \cdot m^{-3}$],

S : La surface balayée par les pales [m^2],

V : La vitesse du vent [$m \cdot s^{-1}$],

x : L'épaisseur de la parcelle déplaçant à la vitesse du vent [m].

Le schéma de déplacement du vent est représenté sur la Figure II. 2.



Figure II. 2 : Déplacement du vent.

La puissance de sortie du vent d'une turbine idéale P_v est la dérivée temporelle de l'énergie cinétique, est donnée par l'expression suivante [Ker-17] :

$$P_v = \frac{dE_v}{dt} = \frac{1}{2} \rho S_T \frac{dx}{dt} V^2 = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (\text{II.2})$$

II.3. Conception d'une éolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus utilisées. Elles utilisent généralement un nombre différent de pales, en fonction de l'objectif de l'éolienne. Toutefois, les structures les plus courantes sont à trois pales. Une éolienne à axe horizontal est constituée donc d'une hélice perpendiculaire au vent montée sur un mat dont les pales sont profilées aérodynamiquement à la manière d'une aile d'avion. Par conséquent, ce type de turbine doit toujours être orienté face au vent. Il existe deux principaux types de fonctionnement d'éoliennes à axe horizontal : à vitesse fixe ou à vitesse variable. Dans ce travail, nous choisissons le fonctionnement à vitesse variable car il a le potentiel de produire plus de puissance grâce à un meilleur facteur de puissance sur une large marge de vitesse de rotation. De plus, il a un coût moindre et une efficacité accrue due à l'extraction de puissance maximale [Poi-03].

Les principaux composants d'une éolienne à axe horizontal sont généralement classés en trois composants [Yar-16] :

- 1) **Composants mécaniques** : Comprend les pales, le moyeu du rotor de la turbine, les roulements du rotor de la turbine, l'arbre principal, le frein mécanique, la boîte de vitesses, la nacelle, les entraînements des pales, le système d'orientation de la nacelle, l'unité de mesure du vent, la tour, la fondation, le système d'échange de chaleur et l'échelle.
- 2) **Composants électriques** : Comprend le générateur, les convertisseurs d'électronique de puissance ainsi que les filtres d'harmoniques (RL) côté générateur et côté réseau, le transformateur élévateur, les câbles d'alimentation, le système de communication et les appareils de mesure.
- 3) **Composants de contrôle** : Comprend les systèmes de contrôle mécaniques et électriques.

La configuration d'une éolienne à axe horizontal est représentée sur la Figure II. 3.

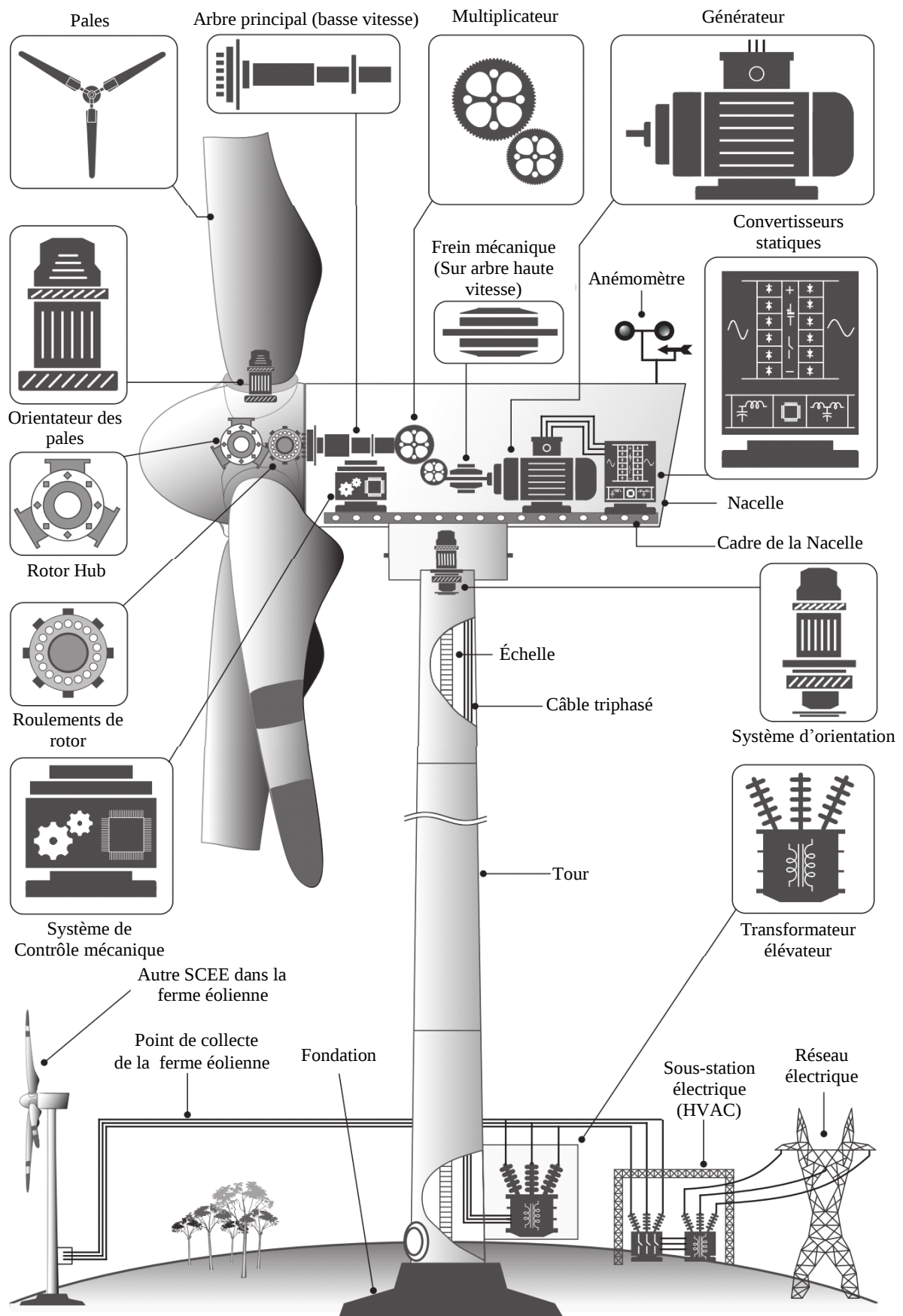


Figure II. 3 : Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal [Yar-16, Sai-21.a].

II.4. Modélisation de la turbine éolienne

II.4.1. Modèle du vent

Le vent est une ressource naturelle inépuisable. Cependant, son caractère aléatoire rend son exploitation plus complexe [Bré-14]. Le caractère aléatoire est dû aux changements brusques de la vitesse du vent, ce qui entraîne des fluctuations importantes de la puissance aérodynamique. De nombreux travaux qui utilisent des différents modèles de la vitesse du vent ont été présentés dans la littérature. Les profils du vent peuvent être classés en quatre modèles :

- 1) Le modèle du vent en échelons [You-19],
- 2) Le modèle du vent à une allure périodique [Asl-16],
- 3) Le modèle du vent à vitesse aléatoire [Sai-21.a],
- 4) Le modèle du vent issu des relevés effectués par un organisme météorologique [Ker-17].

Dans ce chapitre, nous nous intéresserons uniquement au vent aléatoire et au vent issu des relevés effectués par un organisme météorologique.

- **Modèle du vent aléatoire** : Il est généralement modélisé par des variations complexes et aléatoires avec des effets déterministes et des fluctuations stochastiques en raison de la turbulence :

$$V(t) = A_0 + \sum_{i=1}^n A_i \sin \cdot \left(\frac{2\pi t}{T_i} \right) \quad (\text{II.3})$$

Avec :

- A_0 : La valeur moyenne du vent [$m \cdot s^{-1}$],
- A_i : L'amplitude de chaque turbulence [$m \cdot s^{-1}$],
- $2\pi / T_i$: La pulsation de chaque turbulence [$rd \cdot s^{-1}$].

La Figure II. 4, montre la variation de la vitesse du vent dans un espace de temps de (10s) entre les deux valeurs maximale et minimale, respectivement $V_{\max} = 12.1m \cdot s^{-1}$ et $V_{\min} = 5.2m \cdot s^{-1}$, d'une façon aléatoire, ce qui reflète un vent réel.

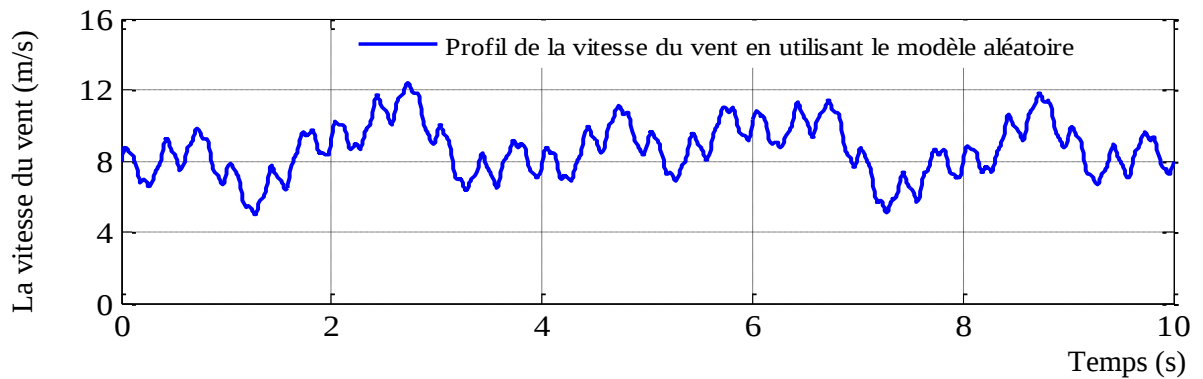


Figure II. 4 : Profil de la vitesse du vent en utilisant le modèle aléatoire (Eq. (II. 3)) [Sai-21.a].

- **Modèle du vent issu des relevés effectués par un organisme météorologique :** Le simulateur FAST (Fatigue, Aerodynamic, Structures, and Turbulence) du Laboratoire Américain NREL¹, qui était décrit dans [Jon-05, Bel-10], permet de prendre en compte ces différentes problématiques. L'utilisation de FAST étant compliquée, les algorithmes ont toujours subi une première validation avec un modèle simplifié du vent, c'est pour cela que le laboratoire Danois RISØ² a développé un modèle équivalent dont l'implémentation de la vitesse du vent, en MATLAB/Simulink, est basée sur le spectre de *Kaimal* [Man-05]. La vitesse du vent est calculée comme une moyenne de la vitesse du vent en point fixe sur l'ensemble du rotor et prend en compte l'ombre de la tour et les turbulences de rotation. L'intensité de la turbulence est le rapport suivant [Mun-08] :

$$I = \frac{\sigma}{V_0} \quad \text{Avec la variance : } \sigma^2 = \frac{1}{T} \int_0^T V(t) dt$$

Ainsi, une distribution de vent turbulent peut être générée par un processus gaussien. Par conséquent, le spectre de Von Karman et celui de Kaimal sont deux modèles notamment utilisés et respectant aux normes déterminées par la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) [Mih-04].

Spectre de Von Karman :

$$\phi(\omega) = \frac{K}{(1 + (T\omega)^2)^{5/6}}$$

Spectre de Kaimal :

$$\phi(\omega) = \frac{K}{|1 + T\omega|^{5/3}}$$

Où K est un paramètre lié à la variance et T détermine la bande passante de la turbulence.

Le profil de la vitesse du vent en utilisant ce modèle est représenté sur la Figure II. 5.

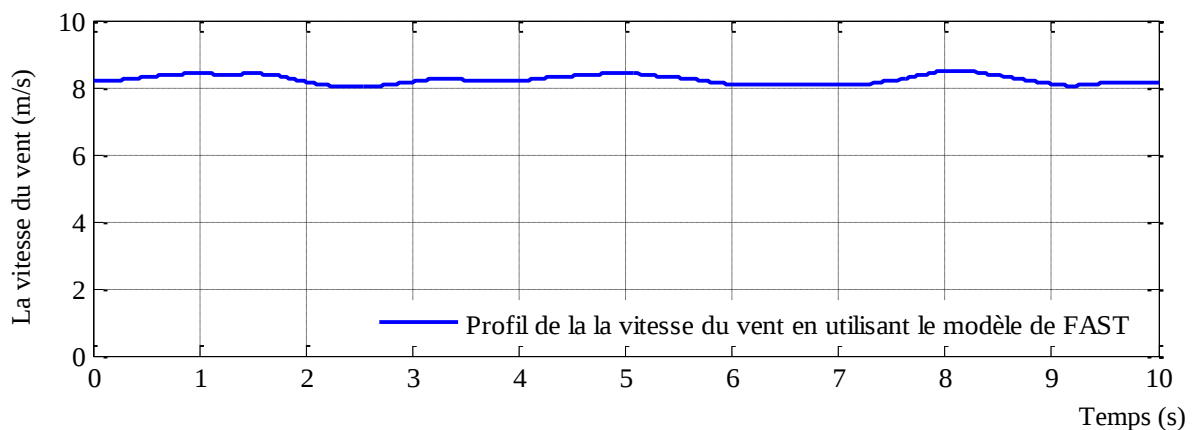


Figure II. 5 : Profil de la vitesse du vent en utilisant le modèle de FAST d'intensité $I=14\%$.

¹ National Renewable Energy Laboratory (NREL), situé à Golden (Colorado) aux États-Unis est le principal laboratoire national du département de l'Énergie des États-Unis.

² Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, situé à Roskilde au Danemark.

II.4.2. Puissance aérodynamique

Le physicien *A. Betz*³ a démontré que l'on pouvait lier la puissance aérodynamique fourni par le système éolien à la puissance du vent P_v , et l'exprimée par l'équation suivante [Sai-21.a] :

$$P_{aer} = C_p P_v \quad (II.4)$$

Où est le coefficient de puissance. Son expression théorique est donnée par [Poi-03] :

$$C_p = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)\right)}{2} \quad (II.5)$$

Où :

V_1 : La vitesse du vent en amont de la turbine [$m \cdot s^{-1}$],

V_2 : La vitesse du vent en aval de la turbine [$m \cdot s^{-1}$].

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne. Il dépend des caractéristiques de la turbine, son expression est donnée par [Ker-17] :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \cdot e^{\left(\frac{-C_5}{\lambda_i} \right)} + C_6 \cdot \lambda \quad (II.6)$$

D'où :

$$\begin{cases} \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \\ \lambda = \frac{R \cdot \omega_t}{V} \end{cases} \quad (II.7)$$

Les coefficients C_k ($k = 1, \dots, 6$) sont donnés par :

$$C_1 = 0.5176, C_2 = 116, C_3 = 0.4, C_4 = 5, C_5 = 21 \text{ et } C_6 = 0.0068$$

Tel que :

R : Rayon des pales [m],

λ : Vitesse relative de la turbine,

β : Angle d'orientation des pales [$^\circ$],

ω_t : Vitesse de rotation de la turbine [$rd \cdot s^{-1}$].

Donc, la puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S V^3 \quad (II.8)$$

La Figure II. 6, illustre un exemple de courbes de coefficient de puissance d'une éolienne, montrant l'évolution du coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse relative λ pour différentes valeurs de l'angle d'orientation de pales β .

³ Albert Betz (1885–1968) était un physicien allemand et un pionnier de la technologie des éoliennes.

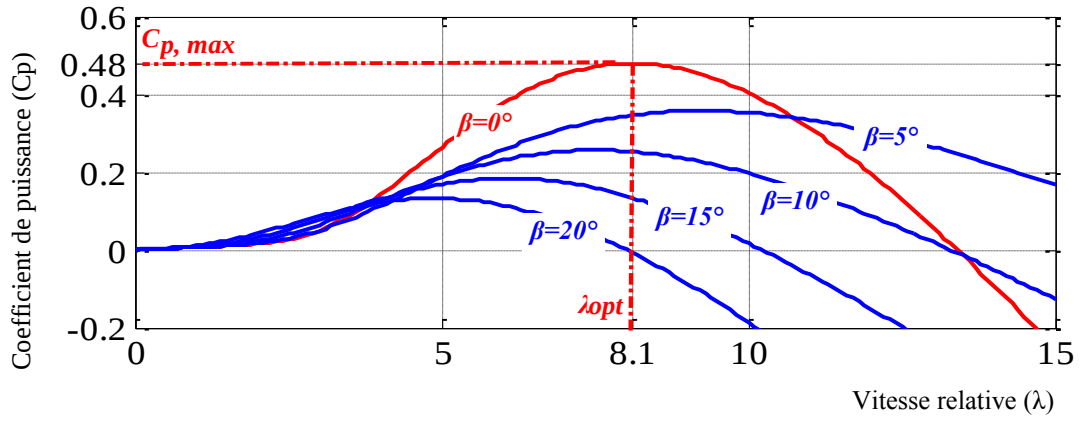


Figure II. 6 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative sous différents angles d'orientation de pales.

Pour optimiser la puissance générée, il est donc opportun pour la génératrice d'avoir une puissance ou le couple caractéristique suit la ligne maximale $C_{p,max}$ avec l'angle de $\beta = 0^\circ$.

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple aérodynamique est donc directement déterminé par équitation suivant :

$$T_{aer} = \frac{P_{aer}}{\omega_t} = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho S_T V^3}{2} \frac{1}{\omega_t} \quad (II.9)$$

II.4.3. Dispositif d'entraînement

Le dispositif d'entraînement d'un système éolien se compose de plusieurs éléments. Ce dispositif est destiné à transformer la vitesse de rotation lente du côté rotor de la turbine en une vitesse de rotation rapide de la côte générateur. Généralement, le moment d'inertie du rotor de la turbine éolienne représente environ 90% du moment total de la chaîne de conversion, tandis que le moment d'inertie du rotor du générateur est égal à environ 6-8%. Les autres parties de la chaîne de conversion représentent le reste, c'est-à-dire, 2 à 4 % du moment d'inertie total [Lav-05]. D'autre part, le générateur éolien représente la plus grande rigidité en torsion. La rigidité en torsion de l'arbre du rotor de la turbine est environ 100 fois inférieure à la rigidité en torsion de la génératrice, tandis que la rigidité en torsion de l'arbre de la turbine avec les pales est environ 50 fois inférieure à la rigidité de la génératrice [Lav-05]. C'est pourquoi la vibration de torsion des éléments du groupe motopropulseur est inévitable. D'autre part, son caractère, la fréquence et l'amplitude, peut grandement affecter les performances de la turbine éolienne. Ces deux facteurs ont été prouvés par des essais sur des modèles et sur des objets réels. Cela signifie que la chaîne de conversion de la turbine éolienne ne peut pas être modélisée comme une masse unique.

Dans cette étude, nous nous intéresserons par le modèle à deux masses. Ce modèle, comprend deux inerties : l'inertie du rotor de la turbine et l'inertie de la génératrice. Pour obtenir ce modèle, on néglige l'inertie du multiplicateur, l'inertie du poids combiné des trois pales et du moyeu.

Le schéma du modèle de la turbine éolienne à deux masses est présenté à la Figure II. 7 [Bou-06.b].

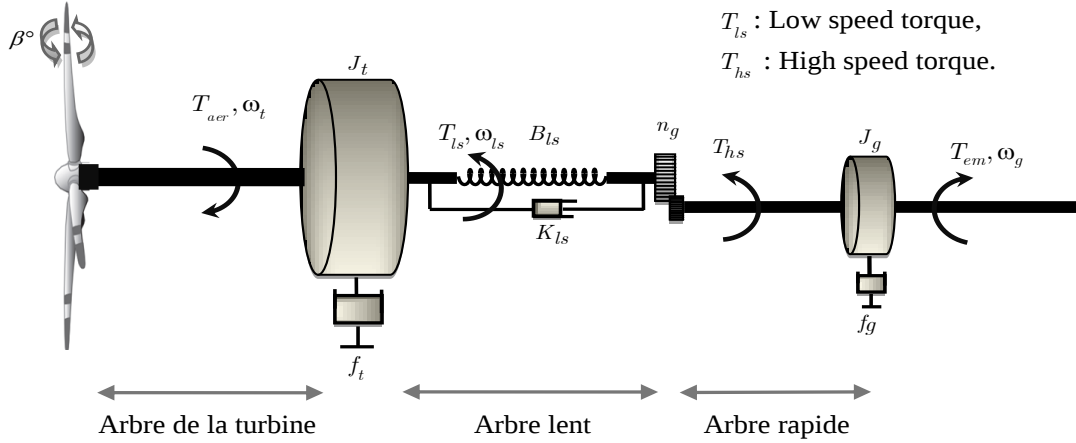


Figure II.7 : Schéma du modèle de la turbine éolienne à deux masses.

La dynamique du rotor de la turbine est caractérisée par une équation différentielle du premier ordre [Bou-06.b] :

$$J_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_{aer} - T_{ls} - f_t \omega_t \quad (\text{II.10})$$

Avec :

- J_t : l'inertie du rotor de la turbine $[Kg \cdot m]$,
- T_{ls} : le couple mécanique sur l'arbre lent $[Nm]$,
- f_t : le coefficient de frottements visqueux du rotor de la turbine $[Nm/rd/s]$.

Le couple mécanique de l'arbre lent T_{ls} résulte des effets de frottements et de torsion générés par les écarts entre la vitesse de rotation de la turbine ω_t et celle de l'arbre lent ω_{ls} d'une part, et entre la position angulaire du rotor de la turbine θ_t et celle de l'arbre lent θ_{ls} d'autre part [Bou-06.c] :

$$T_{ls} = B_{ls}(\theta_t - \theta_{ls}) + K_{ls}(\omega_t - \omega_{ls}) \quad (\text{II.11})$$

Où :

- B_{ls} : le coefficient de torsion de l'arbre lent $[Nm/rd]$,
- K_{ls} : le coefficient de frottements visqueux internes de l'arbre lent $[Nm/rd/s]$.

Le couple T_{ls} de vitesse ω_{ls} de l'arbre lent est transmis via le multiplicateur de vitesse, de rapport n_g , pour produire un couple mécanique T_{hs} de vitesse ω_g sur l'arbre rapide [Bou-06.b] :

$$\begin{cases} T_{hs} = n_g^{-1} T_{ls} \\ \omega_g = n_g \omega_{ls} \end{cases} \quad (\text{II.12})$$

La relation entre les positions angulaires θ_g et θ_{ls} , est donnée par :

$$\theta_g = n_g \theta_{ls} \quad (\text{II.13})$$

La génératrice est entraînée par le couple mécanique de l'arbre rapide T_{hs} et freiné par le couple électromagnétique T_{em} et les frottements visqueux $f_g \omega_g$. La dynamique du rotor de la génératrice est donnée par :

$$J_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_{hs} - T_{em} - f_g \omega_g \quad (\text{II.14})$$

Où :

$$J_g n_g \frac{d\omega_{ls}}{dt} = \frac{T_{ls}}{n_g} - T_{em} - n_g f_g \omega_{ls} \quad (\text{II.15})$$

Avec :

J_g : l'inertie de la génératrice $[Kg \cdot m]$,

f_g : le coefficient de frottements visqueux de la génératrice $[Nm / rd / s]$.

En utilisant (II.11), le dérivé du couple mécanique de l'arbre lent s'écrit comme suite :

$$\dot{T}_{ls} = B_{ls} \omega_t - B_{ls} \omega_{ls} + K_{ls} \dot{\omega}_t - K_{ls} \dot{\omega}_{ls} \quad (\text{II.16})$$

En remplace l'équation (II.12) dans l'équation (II.16), on obtient :

$$\dot{T}_{ls} = B_{ls} \left(\omega_t - \frac{\omega_g}{n_g} \right) + K_{ls} \left(\dot{\omega}_t - \frac{\dot{\omega}_g}{n_g} \right) \quad (\text{II.17})$$

En remplaçant l'équation (II.10), (II.12) et (II.14) dans l'équation (II.17), il vient :

$$\dot{T}_{ls} = B_{ls} \omega_t - \frac{B_{ls}}{n_g} \omega_g + K_{ls} \left(\frac{1}{J_t} T_{aer} - \frac{1}{J_t} T_{ls} - \frac{f_t}{J_t} \omega_t \right) - \frac{K_{ls}}{n_g} \left(\frac{1}{n_g J_g} T_{ls} - \frac{1}{J_g} T_{em} - \frac{f_g}{J_g} \omega_g \right) \quad (\text{II.18})$$

L'équation (II.18) devient :

$$\dot{T}_{ls} = \left(B_{ls} - \frac{K_{ls} f_t}{J_t} \right) \omega_t + \frac{1}{n_g} \left(\frac{K_{ls} f_g}{J_g} - B_{ls} \right) \omega_g - K_{ls} \left(\frac{J_g n_g^2 + J_t}{J_g J_t n_g^2} \right) T_{ls} + \frac{K_{ls}}{J_t} T_{aer} + \frac{K_{ls}}{n_g J_g} T_{em} \quad (\text{II.19})$$

En utilisant l'équation (II.10), (II.12), (II.15) et (II.19), on aboutit au système suivant :

$$\begin{cases} \dot{\omega}_t = \frac{1}{J_t} T_{aer} - \frac{1}{J_t} T_{ls} - \frac{f_t}{J_t} \omega_t \\ \dot{\omega}_g = \frac{1}{n_g J_g} T_{ls} - \frac{1}{J_g} T_{em} - \frac{f_g}{J_g} \omega_g \\ \dot{T}_{ls} = \left(B_{ls} - \frac{K_{ls} f_t}{J_t} \right) \omega_t + \frac{1}{n_g} \left(\frac{K_{ls} f_g}{J_g} - B_{ls} \right) \omega_g - K_{ls} \left(\frac{J_g n_g^2 + J_t}{J_g J_t n_g^2} \right) T_{ls} + \frac{K_{ls}}{J_t} T_{aer} + \frac{K_{ls}}{n_g J_g} T_{em} \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

Le modèle dynamique de la turbine éolienne à deux masses peut s'exprimer sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_t \\ \dot{\omega}_g \\ \dot{T}_{ls} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{f_t}{J_t} & 0 & -\frac{1}{J_t} \\ 0 & -\frac{f_g}{J_g} & \frac{1}{n_g J_g} \\ \left(B_{ls} - \frac{K_{ls} f_t}{J_t}\right) & \frac{1}{n_g} \left(\frac{K_{ls} f_g}{J_g} - B_{ls}\right) & -K_{ls} \left(\frac{J_t + J_g n_g^2}{J_g J_t n_g^2}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_t \\ \omega_g \\ T_{ls} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{J_t} \\ 0 \\ \frac{K_{ls}}{J_t} \end{bmatrix} T_{aer} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{J_g} \\ \frac{K_{ls}}{n_g J_g} \end{bmatrix} T_{em} \quad (\text{II.21})$$

Où :

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega}_t \\ \dot{\omega}_g \\ \dot{T}_{ls} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_t \\ \omega_g \\ T_{ls} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{11} \\ b_{21} \\ b_{31} \end{bmatrix} T_{aer} + \begin{bmatrix} b_{12} \\ b_{22} \\ b_{32} \end{bmatrix} T_{em} \quad (\text{II.22})$$

Avec :

$$\begin{aligned} a_{11} &= -\frac{f_t}{J_t}; & a_{12} &= 0; & a_{13} &= -\frac{1}{J_t}; & a_{21} &= 0; & a_{22} &= -\frac{f_g}{J_g}; & a_{23} &= \frac{1}{n_g^2 J_g}; & a_{31} &= B_{ls} - \frac{K_{ls} f_t}{J_t}; \\ a_{32} &= \frac{1}{n_g} \left(\frac{K_{ls} f_g}{J_g} - B_{ls}\right); & a_{33} &= -K_{ls} \left(\frac{J_t + n_g^2 J_g}{n_g^2 J_g J_t}\right); & b_{11} &= \frac{1}{J_t}; & b_{12} &= 0; & b_{21} &= 0; & b_{22} &= -\frac{1}{J_g}; \\ b_{31} &= \frac{K_{ls}}{J_t}; & b_{32} &= \frac{K_{ls}}{n_g J_g} \end{aligned}$$

II.5. Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable

II.5.1. Objectifs du contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable

L'objectif du contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable, lorsque la vitesse du vent est en dessous de la vitesse nominale, est de maximiser la puissance aérodynamique en utilisant les différentes stratégies de maximisation de puissance. Cette puissance est maximisée à travers le contrôle du couple électromagnétique. À une vitesse du vent au-dessus de la vitesse nominale, l'objectif du contrôle est de limiter la puissance aérodynamique transmise à la génératrice et de maintenir la turbine dans ses limites de fonctionnement en utilisant les différentes stratégies du contrôle. En effet, lorsque la vitesse du vent au-dessus de la vitesse nominale, le rendement aérodynamique de la turbine doit être limitée la puissance aérodynamique nominale du système éolien. Cela correspond à une réduction de coefficient de puissance. Ceci peut être obtenu principalement avec deux types de contrôles : passif et actif. Le contrôle passif améliore les performances des éoliennes et réduit les charges sans dépense d'énergie externe, alors que le contrôle actif nécessite une énergie externe ou une alimentation auxiliaire. Des exemples de contrôle passif et

actif sont étudiés dans les références [Lie-00, Yen-16]. En effet, un contrôle efficace des turbines éoliennes à vitesse variable peut améliorer les caractéristiques dynamiques, augmenter la durée de vie de l'éolienne et réduire la charge transitoire sur l'arbre de transmission [Bel-08]. De nombreuses techniques ont été proposées pour l'extraction maximale ou la limitation de la puissance aérodynamique de la turbine éolienne à vitesse variable au cours de la dernière décennie [Bou-06.b, Bou-07, Pur-11, Jun-13, Raj-15]. Généralement, le contrôle de la turbine éolienne passe par trois zones de fonctionnement différentes qui dépendent de la vitesse du vent, de la vitesse maximale de la génératrice admissible et de la puissance désirée, comme illustré sur la Figure II. 8.

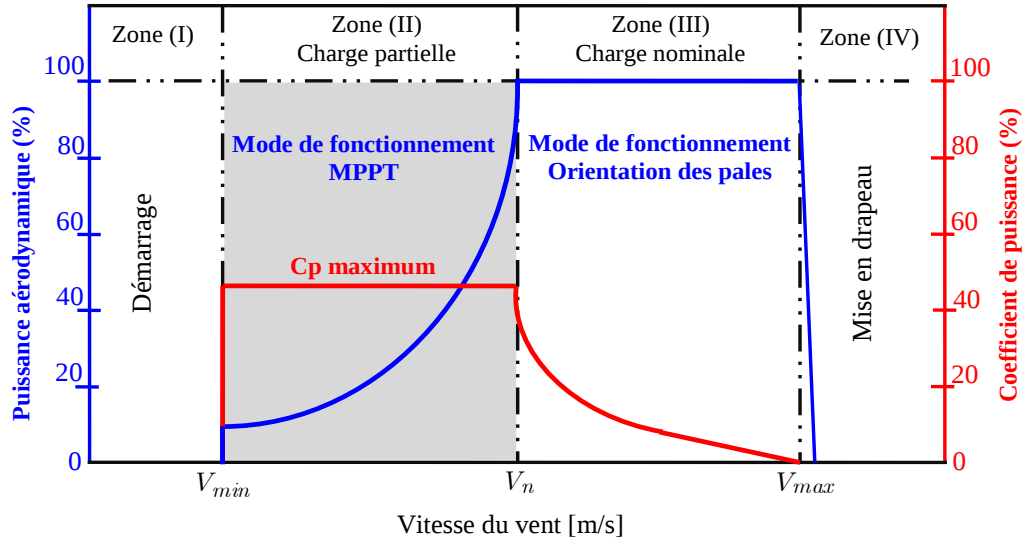


Figure II. 8 : Zones de fonctionnement d'un système éolien à vitesse variable.

- **Zone (I):** dans cette zone, la génératrice est à l'arrêt, car la vitesse du vent n'est pas suffisamment élevée pour faire fonctionner le système éolien, et donc elle ne produit aucune puissance électrique.

$$\begin{cases} V \leq V_{min} \\ P_{ele} = 0 \end{cases} \quad (II.23)$$

- **Zone (II) :** cette zone est caractérisée par un fonctionnement à des vitesses, du vent, inférieures ou égales à la vitesse nominale. Pour cette raison, on cherche à maximiser la puissance aérodynamique afin d'extraire le maximum de la puissance aérodynamique. Avec cette stratégie, on cherche le point de puissance maximale pour chaque vitesse du vent, c'est la MPPT (*En anglais : Maximum Power Point Tracking*). Cette zone s'appelle est caractérisée par un fonctionnement à charge partielle. Dans ce cas, il est à noter que l'angle d'orientation des pales doit être constant et égale toujours à zéro ($\beta = 0^\circ$), et la vitesse relative de la turbine est à sa valeur optimale (λ_{opt}). Dans cette zone :

$$\begin{cases} V_{min} < V \leq V_n \\ P_{aer,max} = 0.5 \cdot C_{p,max} \rho S V^3 \end{cases} \quad (II.24)$$

- **Zone (III) :** cette zone est caractérisée par un fonctionnement à des vitesses, du vent, supérieures à la vitesse nominale. Elle s'appelle zone de fonctionnement à charge nominale. Dans cette zone, une action de contrôle est utilisée sur les aubes de la turbine pour maintenir la puissance aérodynamique P_{aer} dans sa valeur de la puissance nominale, pour assurer la sécurité de la génératrice et limiter les charges mécaniques transmises à la nacelle et à la tour. Si la vitesse du vent dépasse la vitesse maximale, le système de contrôle ajuste l'angle de calage des pales à la valeur ($\beta = 90^\circ$) pour arrêter la génératrice. C'est la mise en drapeau. Dans cette zone :

$$\begin{cases} V_n < V \leq V_{max} \\ P_{aer} = P_n \end{cases} \quad (II.25)$$

II.5.2. Conception de la stratégie de contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable

Avec l'augmentation de la taille des éoliennes, la conception de la stratégie de contrôle devient de plus en plus importante. Par conséquent, les stratégies utilisées pour contrôler la vitesse et l'angle d'orientation des pales doivent être soigneusement conçus, afin d'atteindre les objectifs du cahier de charge. Les éoliennes à vitesse variable permettent de faire varier la vitesse du rotor de la génératrice en fonction de la vitesse du vent. Il existe cependant une multitude de stratégies possibles permettant de définir cette relation. La manière la plus évidente de définir une stratégie de contrôle serait de spécifier la vitesse du rotor de la turbine tout simplement en fonction de la vitesse du vent ; c'est-à-dire de définir la vitesse de référence de la turbine en fonction de la vitesse du vent.

II.5.3. Caractéristiques de puissance et de couple aérodynamique de la turbine éolienne

La vitesse du vent appliquée sur les pales de la turbine éolienne, entraîne sa mise en rotation et crée une puissance et un couple aérodynamique sur de la turbine. Les caractéristiques de la puissance et du couple aérodynamique en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice sont données par des courbes telles que celles des Figures II. 9 et II. 10, [Bue-81].

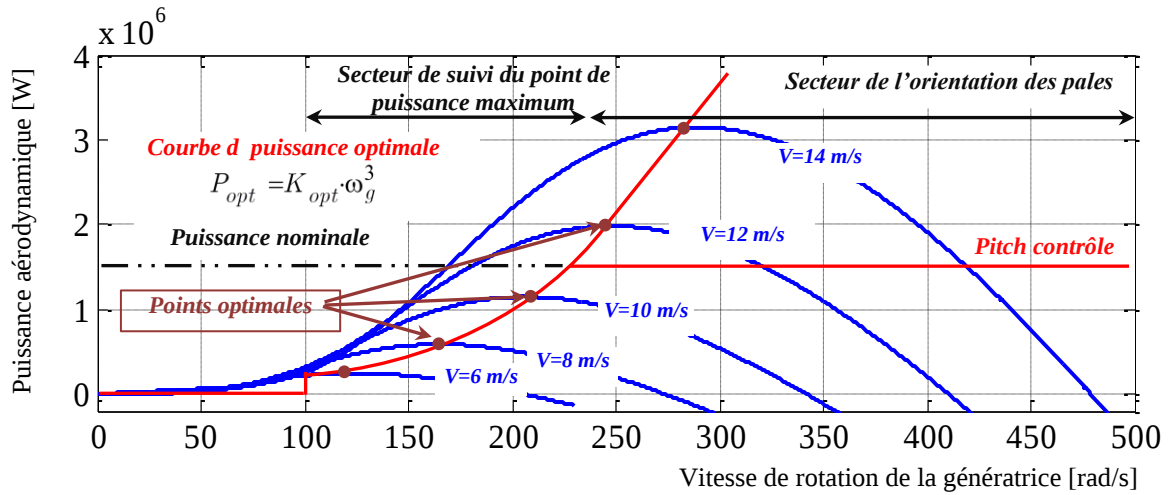


Figure II. 9 : Courbes typiques de la puissance aérodynamique d’une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice pour différentes vitesses du vent.

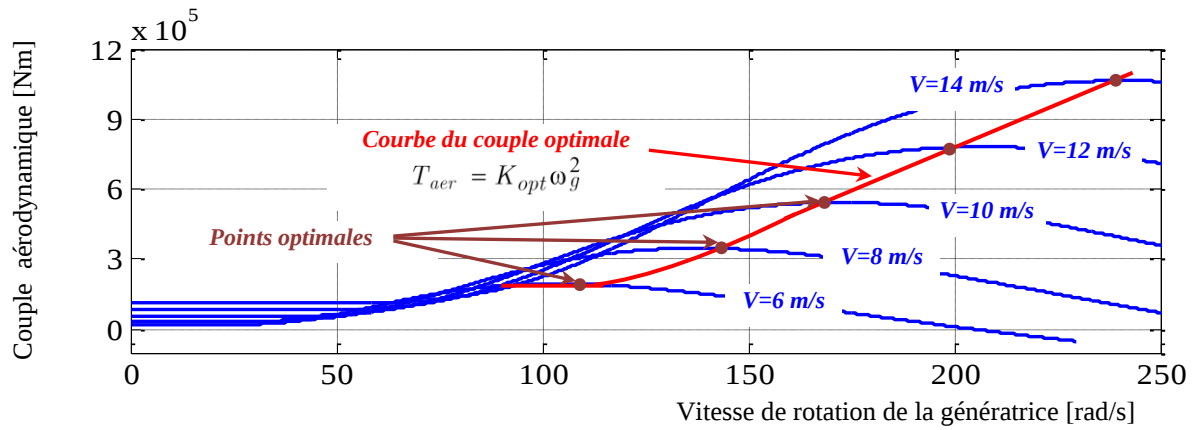


Figure II. 10 : Courbes typiques du couple aérodynamique d’une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice sous différentes vitesses de vent.

En utilisant l’équation (II.8), les caractéristiques de puissance aérodynamique-vitesse de la génératrice d’une éolienne de grande puissance, 1.5 MW, pour différentes vitesses de vent sont représentées par les courbes de la Figure. II. 9.

En utilisant l’équation (II.10) et les caractéristiques de la Figure II. 9, nous obtenons les caractéristiques couple aérodynamique-vitesse de rotation de la génératrice. Ces caractéristiques, un angle de calage des pales nul, sont représentées par des courbes de la Figure. II. 10.

II.6. Contrôle de la turbine éolienne à vitesse variable en dessous de la puissance nominale

II.6.1. Contrôle indirect en vitesse

Dans cette section, nous allons présenter le contrôle indirect en vitesse de la turbine éolienne à deux masses, pour un fonctionnement en dessous de la puissance nominale. Ce contrôle a la particularité de considérer que l'éolienne est en régime permanent. En effet, le contrôle indirect en vitesse de la génératrice est une technique facile à mettre en œuvre, mais elles présentent quelques inconvénients [Bou-06.c].

▪ Principe de contrôle indirect en vitesse

Il est naturel de tenir compte du fait que, sous certaines conditions, un système éolien est stable autour d'un point quelconque de la courbe de rendement maximal pour le couple de la génératrice et une vitesse du vent constant. La courbe de rendement aérodynamique maximal est définie dans les caractéristique (T_{aer}, ω_t) par l'ensemble des points $(T_{aer,opt}, \omega_{t,opt})$ correspondant à l'intervalle des vitesses du vent dans lequel l'éolienne fonctionne [Lie-00].

D'après les équations (II.7) et (II.9) et si $\lambda = \lambda_{opt}$, le couple aérodynamique optimal peut être exprimé en fonction de la vitesse du rotor de la turbine de la manière suivante :

$$T_{aer,opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 C_{p,max} \frac{\omega_t^2}{\lambda_{opt}^3} \quad (II.26)$$

Le couple aérodynamique optimal est proportionnel au carré à la vitesse du rotor de la turbine au point de fonctionnement optimal. L'équation (II.26) s'écrit comme suit :

$$T_{aer,opt} = K_{opt} \omega_t^2 \quad (II.27)$$

Avec :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^5 C_{p,max}}{\lambda_{opt}^3} \quad (II.28)$$

D'après l'équation (II.10), l'équation dynamique du rotor de la turbine en régime permanent est donnée par :

$$0 = T_{aer} - T_{ls} - f_t \omega_t \quad (II.29)$$

Dans le même régime, l'équation dynamique du rotor de la génératrice (II.14) s'écrit comme suit :

$$0 = T_{hs} - T_{em} - f_g \omega_g \quad (II.30)$$

De même pour l'équation du couple sur l'arbre lent T_{ls} (II.11) devient :

$$0 = B_{ls} \left(\omega_t - \frac{\omega_g}{n_g} \right) \quad (II.31)$$

De l'équation (II.31), on obtient :

$$\omega_t = \frac{\omega_g}{n_g} \quad (\text{II.32})$$

En multipliant l'équation (II.29) par n_g et l'équation (II.30) par n_g^2 et en les additionnant, on obtient:

$$0 = n_g T_{aer} - (f_t + n_g^2 f_g) \cdot \omega_g - n_g^2 T_{em} \quad (\text{II.33})$$

Il en résulte :

$$T_{em} = \frac{1}{n_g} T_{aer} - \left(\frac{f_t}{n_g^2} + f_g \right) \omega_g \quad (\text{II.34})$$

Pour un point de fonctionnement optimal, le couple aérodynamique T_{aer} est égal $T_{aer,opt}$. En utilisant l'équation (II.27), le couple électromagnétique de référence est donnée par :

$$T_{em}^* = \frac{K_{opt}}{n_g} \omega_t^2 - \left(\frac{f_t}{n_g^2} + f_g \right) \omega_g \quad (\text{II.35})$$

En utilisant l'équation (II.32), on obtient :

$$T_{em}^* = K_{opt,hs} \omega_g^2 - K_{t,hs} \omega_g \quad (\text{II.36})$$

Où :

$$K_{opt,hs} = \frac{K_{opt}}{n_g^3}$$

Et :

$$K_{t,hs} = \frac{f_t}{n_g^2} + f_g$$

La structure de contrôle indirect en vitesse est illustrée sur la Figure II. 11.

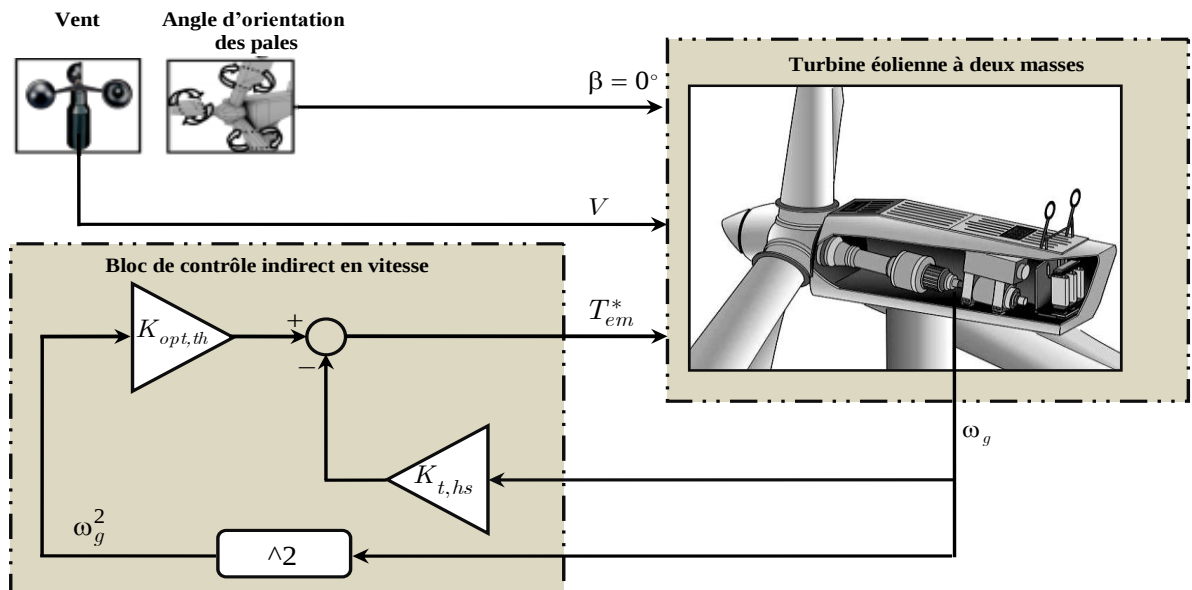


Figure II. 11 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite par le contrôle indirect en vitesse.

II.6.2. Contrôle par retour du couple aérodynamique

Dans cette section, nous allons présenter le contrôle de la turbine éolienne à deux masses par l'approche de retour de couple aérodynamique. L'objectif de régulation de la turbine éolienne à l'aide de cette méthode est de maintenir la puissance aérodynamique à la puissance nominale de la génératrice et de stabiliser le système.

Pour un fonctionnement optimal et en régime permanent, la vitesse de référence de la turbine ω_t^* est calculée à partir du couple aérodynamique de l'équation (II.27) :

$$\omega_t^* = \sqrt{k_\omega \cdot T_{aer}} \quad (\text{II.37})$$

Avec :

$$k_\omega = \frac{1}{K_{opt}}$$

En introduisant, en régime permanent, l'expression ω_t^* de (II.37) comme référence dans l'équation (II.35) le couple électromagnétique de référence devient :

$$T_{em}^* = \frac{1}{n_g} T_{aer} - \left(\frac{f_t}{n_g^2} - f_g \right) \omega_g + \frac{k_c}{n_g^2} (\omega_g^* - \omega_g) \quad (\text{II.38})$$

Avec :

$$k_c = aJ_t$$

Le schéma du contrôle par retour du couple aérodynamique est représenté sur la Figure II. 12.

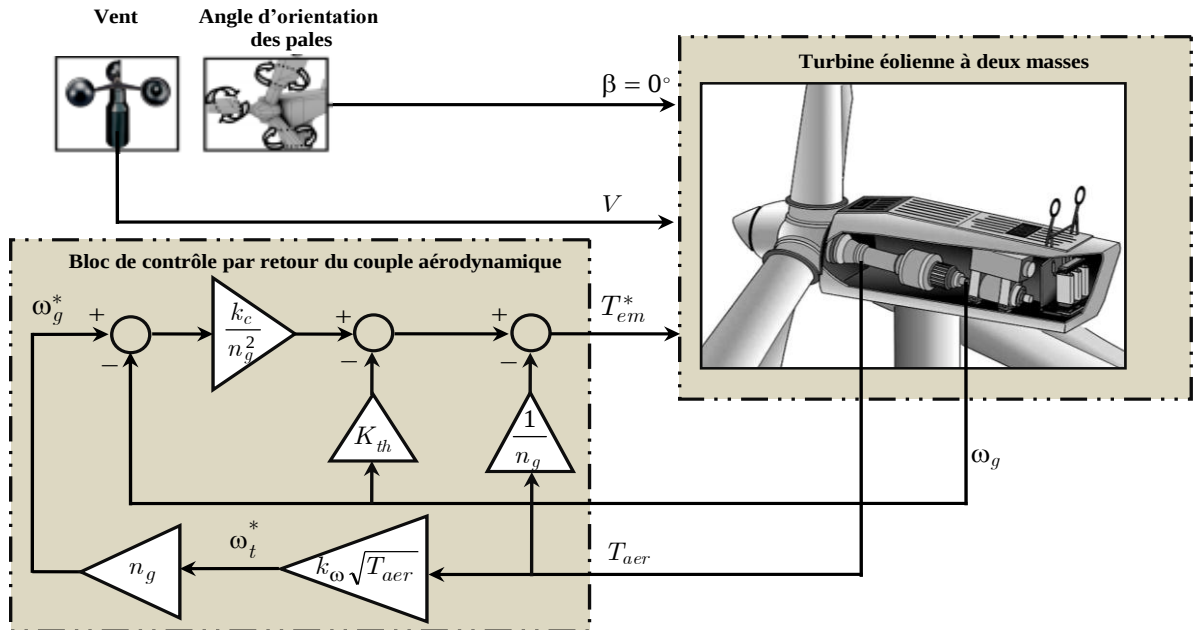


Figure II. 12 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite par le contrôle par retour du couple aérodynamique.

II.6.3. Contrôle direct en vitesse

Dans cette section, nous nous intéresserons par le contrôle de la turbine éolienne à deux masses en régime transitoire et permanent. Les deux approches précédentes, contrôle indirect en vitesse et contrôle par retour du couple aérodynamique, sont valables uniquement lorsque la turbine éolienne à deux masses fonctionne en régime permanent. Afin d'améliorer le comportement dynamique de la poursuite de la courbe de rendement maximal, la commande dans la zone de fonctionnement à charge partielle peut être réalisée par le contrôle direct en vitesse de rotation de la génératrice.

Généralement, la vitesse de rotation de la génératrice est proportionnelle à la vitesse de rotation de la turbine éolienne à une seule masse, donc le choix de la vitesse de rotation de référence de la génératrice est très facile. Par contre et pour la turbine éolienne à deux masses, la vitesse de rotation de la génératrice n'est pas proportionnelle avec la vitesse de rotation de la turbine éolienne.

Pour les turbines éoliennes à deux masses, avant de choisir le type de contrôle, il faut déterminer la vitesse de rotation de référence de la génératrice.

Lorsque la turbine fonctionne sur la courbe de rendement optimal, l'équation dynamique du rotor de la turbine (II.10) s'écrit comme suite:

$$J_t \frac{d\omega_{t,opt}}{dt} = T_{aer,opt} - f_t \omega_{t,opt} - T_{ls,opt} \quad (II.39)$$

Dans les conditions optimales, le couple optimal de l'arbre lent s'écrit comme suit [Ben-23] :

$$T_{ls,opt} = B_{ls} \gamma + K_{ls} \dot{\gamma} \quad (II.40)$$

Où :

$$\gamma = \theta_{r,opt} - \frac{\theta_g}{n_g} \quad (II.41)$$

En divisant l'équation (II.40) par n_g , il vient :

$$\frac{T_{ls,opt}}{n_g} = B_{eq} \gamma + K_{eq} \dot{\gamma} \quad (II.42)$$

Où :

$$\begin{cases} B_{eq} = \frac{B_{ls}}{n_g} \\ K_{eq} = \frac{K_{ls}}{n_g} \end{cases}$$

Avec :

B_{eq} : le coefficient de torsion équivalent [Nm/rd].

K_{eq} : le coefficient de frottements visqueux équivalent [Nm/rd/s].

En utilisant (II.12), le couple optimal de l'arbre rapide est donnée par :

$$T_{hs,opt} = \frac{T_{ls,opt}}{n_g} \quad (II.43)$$

Définissant la grandeur de référence suivante :

$$T_{hs}^* = T_{hs,opt} \quad (II.44)$$

Où :

$$T_{hs}^* = B_{eq}\gamma + K_{eq}\dot{\gamma} \quad (II.45)$$

Appliquant la transformation de la PLACE sur l'équation (II.45), elle devient :

$$\gamma_L = \frac{T_{hs}^*}{(B_{eq} + K_{eq} \cdot s)} \quad (II.46)$$

Combinant les deux équations (II.41) et (II.46), la position angulaire de référence θ_g , peut s'écrire :

$$\theta_g^* = n_g \theta_{r,opt} - \frac{n_g T_{hs}^*}{(B_{eq} + K_{eq} \cdot s)} \quad (II.47)$$

En utilisant la loi d'un corps en rotation :

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (II.48)$$

La vitesse de référence de la génératrice peut être facilement déduite à partir de l'équation (II.48), comme suit :

$$\omega_g^* = \frac{d\theta_g^*}{dt} \quad (II.49)$$

Finalement, le schéma bloc de calcul de la vitesse de référence de la génératrice est illustré sur la Figure II. 13.

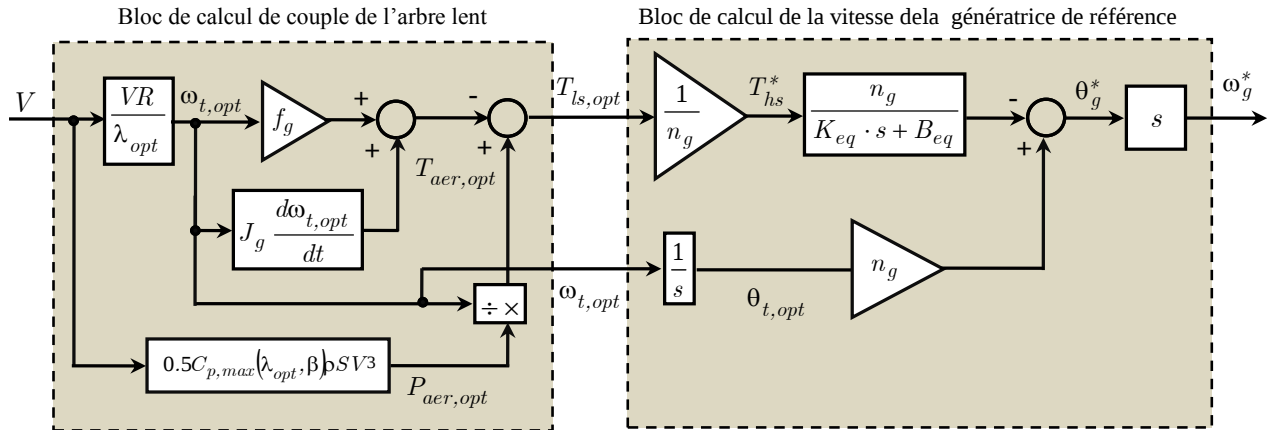


Figure II. 13 : Schéma bloc de calcul de la vitesse de référence de la génératrice (ω_g^*).

II.6.3.1. Contrôle direct en vitesse par contrôleur Proportionnel-Intégral

Dans la configuration en mode conventionnel, la vitesse de la génératrice doit être asservie par un contrôleur Proportionnel-Intégral (PI). Afin de suivre la vitesse de référence de la génératrice, la servocommande de vitesse utilisant le couple électromagnétique de référence T_{em}^* est utilisée :

$$T_{em}^* = (\omega_g^* - \omega_g) \cdot \left[K_{p,\omega g} + \frac{K_{i,\omega g}}{s} \right] \quad (\text{II.50})$$

La boucle de régulation de la vitesse de la génératrice ω_g est représentée par la Figure II. 14.

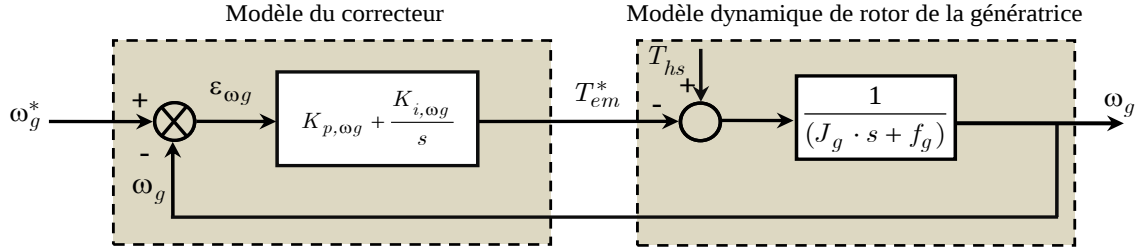


Figure II. 14 : Schéma bloc de régulation de la vitesse de la génératrice.

Nous pouvons écrire la fonction de transfert en boucle fermée sous la forme mathématique suivante :

$$\omega_g = H(s) \cdot \omega_g^* + G(s) \cdot T_{hs} \quad (\text{II.51})$$

Où : $H(s)$ est la fonction de transfert liée à la vitesse de référence :

$$H(s) = \frac{K_{p,\omega g} \cdot s + K_{i,\omega g}}{J_g \cdot s^2 + (f_g + K_{p,\omega g}) \cdot s + K_{i,\omega g}} \quad (\text{II.52})$$

Et $G(s)$ est la fonction de transfert liée à la perturbation :

$$G(s) = \frac{s}{J_g \cdot s^2 + f_g + K_{p,\omega g} \cdot s + K_{i,\omega g}} \quad (\text{II.53})$$

Pour baisser l'effet de la perturbation, représentée par le couple de l'arbre rapide T_{hs} , nous allons intérêt à choisir une valeur élevée pour le gain $K_{p,\omega g}$. L'autre gain $K_{i,\omega g}$ est choisi de manière à avoir une fonction de transfert du 2^{ème} ordre, ayant une pulsation naturelle et un coefficient d'amortissement optimal, comme suit :

$$\begin{cases} \omega_{n,1} = \sqrt{\frac{K_{i,\omega g}}{J_g}} \\ \zeta_1 = \frac{J_g + f_g + K_{p,\omega g}}{2 K_{i,\omega g}} \omega_{n,1} \end{cases} \quad (\text{II.54})$$

Donc, pour imposer un temps de réponse et un facteur d'amortissement, nous trouvons :

$$\begin{cases} K_{i,\omega g} = (\omega_{n,1})^2 \cdot J_g \\ K_{p,\omega g} = \frac{2 \cdot \zeta_1 \cdot K_{i,\omega g}}{\omega_{n,1}} - f_g \end{cases} \quad (\text{II.55})$$

Le schéma de contrôle direct en vitesse par le régulateur PI est représenté sur la Figure II. 15.

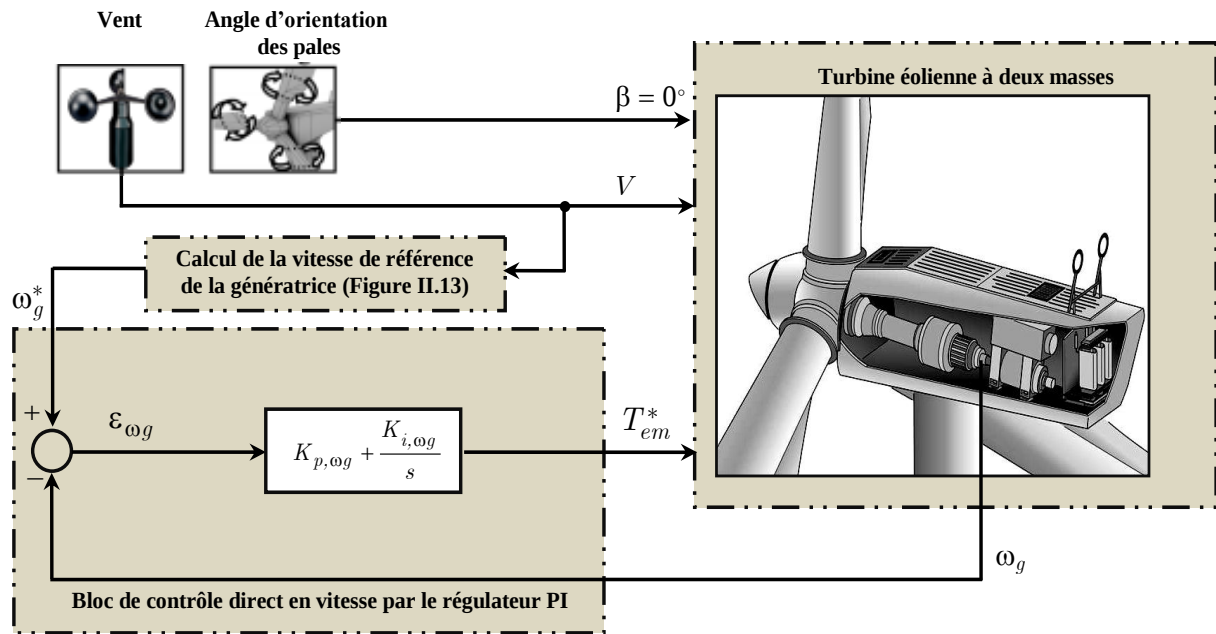


Figure II. 15 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite par le contrôle direct en vitesse en utilisant le contrôleur PI classique.

II.6.3.2. Contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale

En présence des perturbations et des variations paramétriques du système éolien, les performances du contrôleur PI peuvent se retrouver réduites. D'autre part, il est bien connu que la régulation de vitesse de la génératrice par le contrôleur PI ne permet pas d'obtenir de très bonnes performances lorsque la consigne de vitesse varie considérablement du fait de la variation aléatoire de la vitesse du vent. Dans le système éolien, lors d'une variation importante de la consigne de vitesse, le contrôleur PI se trouve devant un écart important, ce qui provoque une forte action proportionnelle du correcteur qui se traduit par un dépassement de la vitesse de la génératrice. Afin de garantir un bon fonctionnement de l'éolienne vis-à-vis des variations du vent et des incertitudes du modèle, un schéma de contrôle non linéaire de type backstepping avec action intégrale (*En anglais : Integral Backstepping Control ou IBSC*) est proposé dans la suite.

Le contrôleur non linéaire de type IBSC est un mode de fonctionnement particulier des systèmes à structure variable [Sai-20.b]. La synthèse de ce contrôleur peut être réalisée en trois étapes successives :

- 1) Définition de l'erreur de suivi,
- 2) Choix de la fonction de Lyapunov pour assurer la stabilité du système,
- 3) Détermination de la loi de commande équivalente.

L'objectif du contrôleur IBSC est de s'assurer que la valeur mesurée suit la trajectoire de la valeur de référence. L'erreur de suivi de la vitesse de la génératrice peut être définie comme suit [Sus-12] :

$$Z_{\omega_g} = \omega_g - \omega_g^* + k'_{\omega_g} \int_0^t (\omega_g - \omega_g^*) dt \quad (\text{II.56})$$

Avec :

$$k'_{\omega_g} \int_0^t (\omega_g - \omega_g^*) dt : \text{Action intégrale ajoutée à l'erreur de la vitesse de la génératrice,}$$

$$k'_{\omega_g} : \text{Constante positive.}$$

A partir de l'équation (II.56), la dérivée de l'erreur est donnée par :

$$\dot{Z}_{\omega_g} = \dot{\omega}_g - \dot{\omega}_g^* + k'_{\omega_g} (\omega_g - \omega_g^*) \quad (\text{II.57})$$

En remplaçant l'équation (II.14) dans l'équation (II.57), nous obtenons :

$$\dot{Z}_{\omega_g} = \frac{1}{J_g} T_{hs} - \frac{1}{J_g} T_{em} - \frac{f_g}{J_g} \omega_g - \dot{\omega}_g^* + k'_{\omega_g} (\omega_g - \omega_g^*) \quad (\text{II.58})$$

Pour l'étude de stabilité du système en boucle fermée, nous allons utiliser le théorème de stabilité de Lyapunov. La fonction de stabilité candidate de Lyapunov est définie par :

$$V_{\omega_g} = \frac{1}{2} Z_{\omega_g}^2 \quad (\text{II.59})$$

La dérivée de cette fonction de Lyapunov (II.59) est donnée par :

$$\dot{V}_{\omega_g} = Z_{\omega_g} \dot{Z}_{\omega_g} \quad (\text{II.60})$$

Pour assurer la stabilité du système au sens du Lyapunov, la dérivée de la fonction candidate doit être négative, c'est-à-dire :

$$\dot{V}_{\omega_g} < 0 \quad (\text{II.61})$$

Ou :

$$Z_{\omega_g} \dot{Z}_{\omega_g} < 0 \quad (\text{II.62})$$

Dans ce sens, il est possible de choisir la dérivée de la fonction candidate comme suit :

$$\dot{V}_{\omega_g} = -k Z_{\omega_g}^2 \quad (\text{II.63})$$

Où k est une constante strictement positive ($k > 0$).

En utilisant (II.58), la dérivée de la fonction de Lyapunov (II.63) devient :

$$-k Z_{\omega_g}^2 = Z_{\omega_g} \left[\frac{1}{J_g} T_{hs} - \frac{1}{J_g} T_{em} - \frac{f_g}{J_g} \omega_g - \dot{\omega}_g^* + k'_{\omega_g} (\omega_g - \omega_g^*) \right] \quad (\text{II.64})$$

L'équation (II.64) est réécrite sous la forme suivante :

$$-kZ_{\omega_g} = \frac{1}{J_g} T_{hs} - \frac{1}{J_g} T_{em} - \frac{f_g}{J_g} \omega_g - \dot{\omega}_g^* + k'_{\omega_g} (\omega_g - \omega_g^*) \quad (\text{II.65})$$

En régime permanent, la commande équivalente est calculée en considérant que le couple électromagnétique développé et sa référence sont égaux, donc la loi de commande devient :

$$T_{em}^* = T_{hs} - f_g \omega_g - J_g \dot{\omega}_g^* + J_g k'_{\omega_g} (\omega_g - \omega_g^*) + k J_g Z_{\omega_g} \quad (\text{II.66})$$

Le schéma de contrôle direct en vitesse par le contrôleur backstepping avec action intégrale est représenté sur la Figure II. 16.

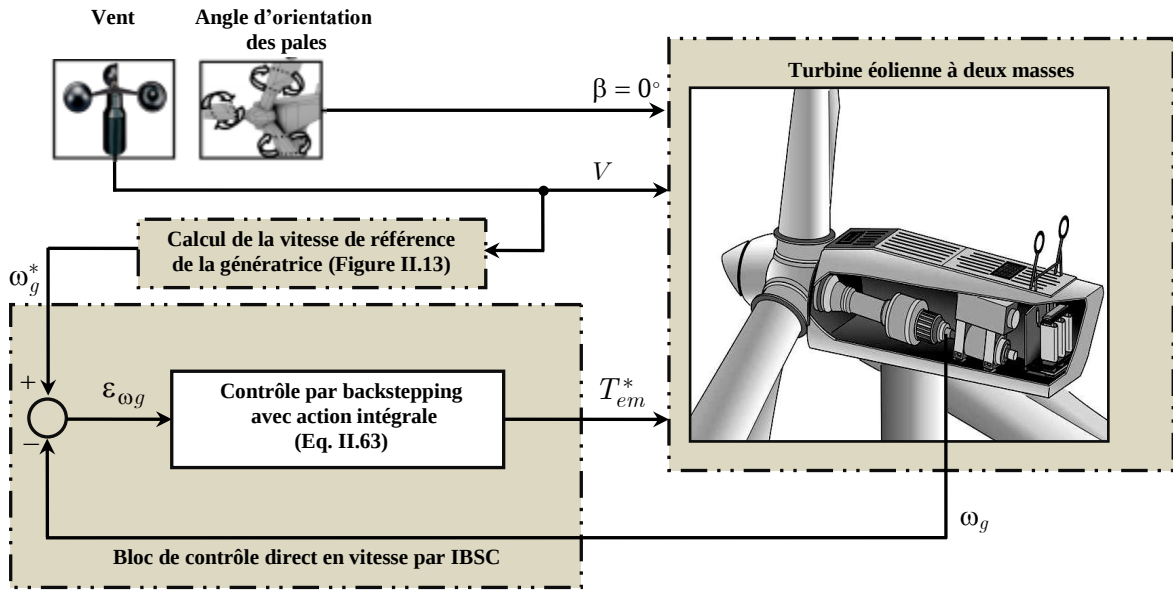


Figure II. 16 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite par le contrôle direct en vitesse en utilisant le contrôleur backstepping (IBSC).

II.7. Résultats de simulation des différentes structures des commandes proposées

Afin de mettre en évidence les performances des algorithmes de la commande MPPT appliquées à la turbine éolienne à deux masses et dans le but d'effectuer une comparaison des techniques de commande que nous avons présentées, nous allons réaliser une série de simulations sous l'environnement Matlab/Simulink. Toutes ces simulations seront réalisées dans les mêmes conditions, soit :

- Deux profils de vitesse du vent (le modèle aléatoire d'une vitesse moyenne de 6.7 m/s et le modèle FAST d'intensité $I=14\%$).
- L'angle d'orientation des pales est maintenu à sa valeur nulle ($\beta=0^\circ$).

Le premier profil du vent utilisé dans cette simulation est montré dans la Figure II. 4. Cette allure, très fluctuée et stochastique, est obtenue en utilisant le modèle décrit par l'équation II.1. Le profil du vent obtenu en utilisant le modèle FAST est montré dans la Figure II. 5. Les paramètres du système sont donnés dans l'annexe (C) [Ben-23].

II.7.1. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle indirect en vitesse

La Figure II. 17, illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour le contrôle indirect en vitesse.

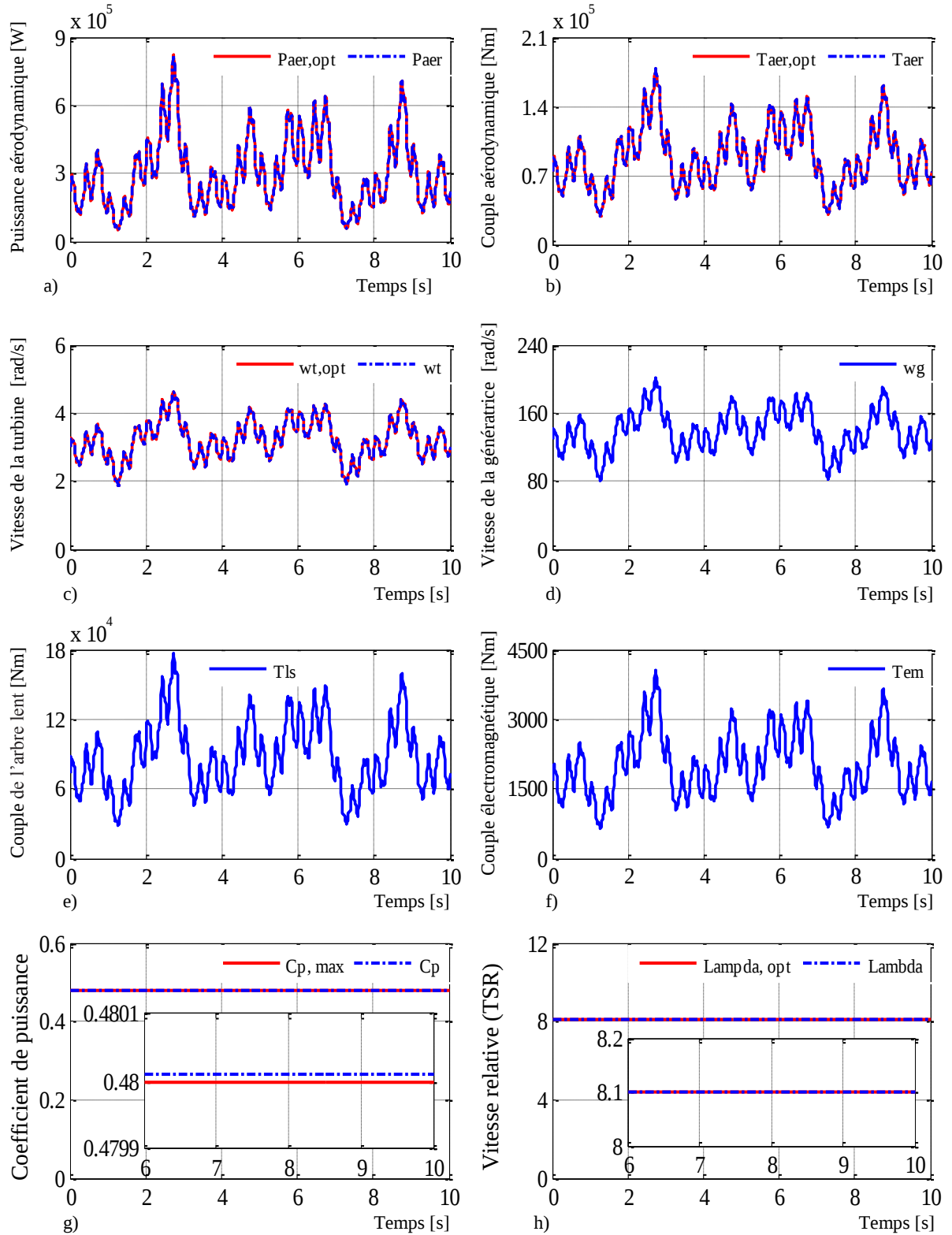


Figure II. 17 : Maximisation de la puissance extraite par le contrôle indirect en vitesse (avec le modèle aléatoire du vent).

La Figure II. 18, illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle FAST pour le contrôle indirect en vitesse.

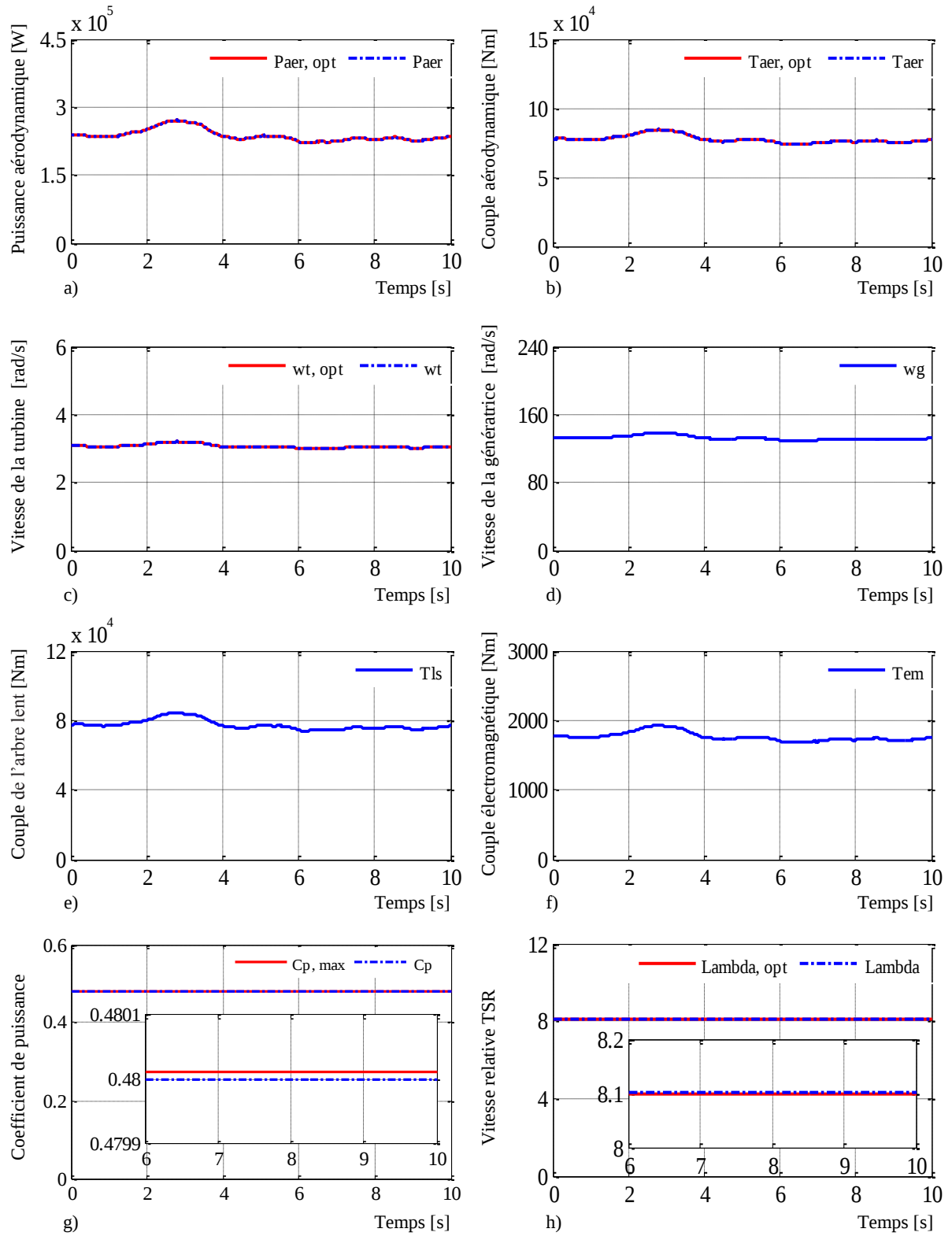


Figure II. 18 : Maximisation de la puissance extraite par le contrôle indirect de vitesse (avec le modèle FAST du vent).

II.7.2. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle par retour du couple aérodynamique

La Figure II. 19, illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour le contrôle par retour du couple aérodynamique.

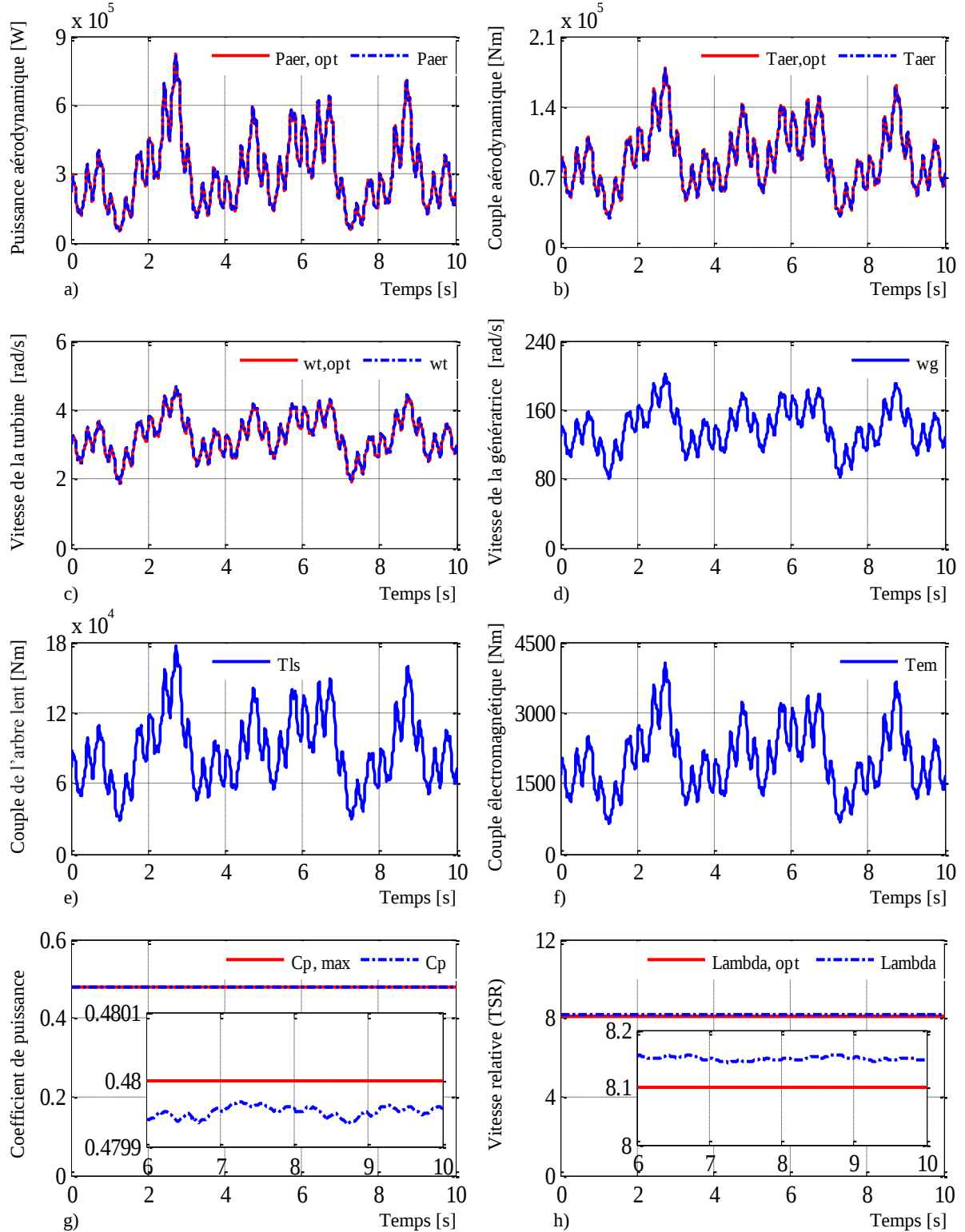


Figure II. 19 : Maximisation de la puissance extraite par le contrôle par retour du couple aérodynamique (avec le modèle aléatoire du vent).

La Figure II. 20, illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle FAST pour le contrôle par retour du couple aérodynamique.

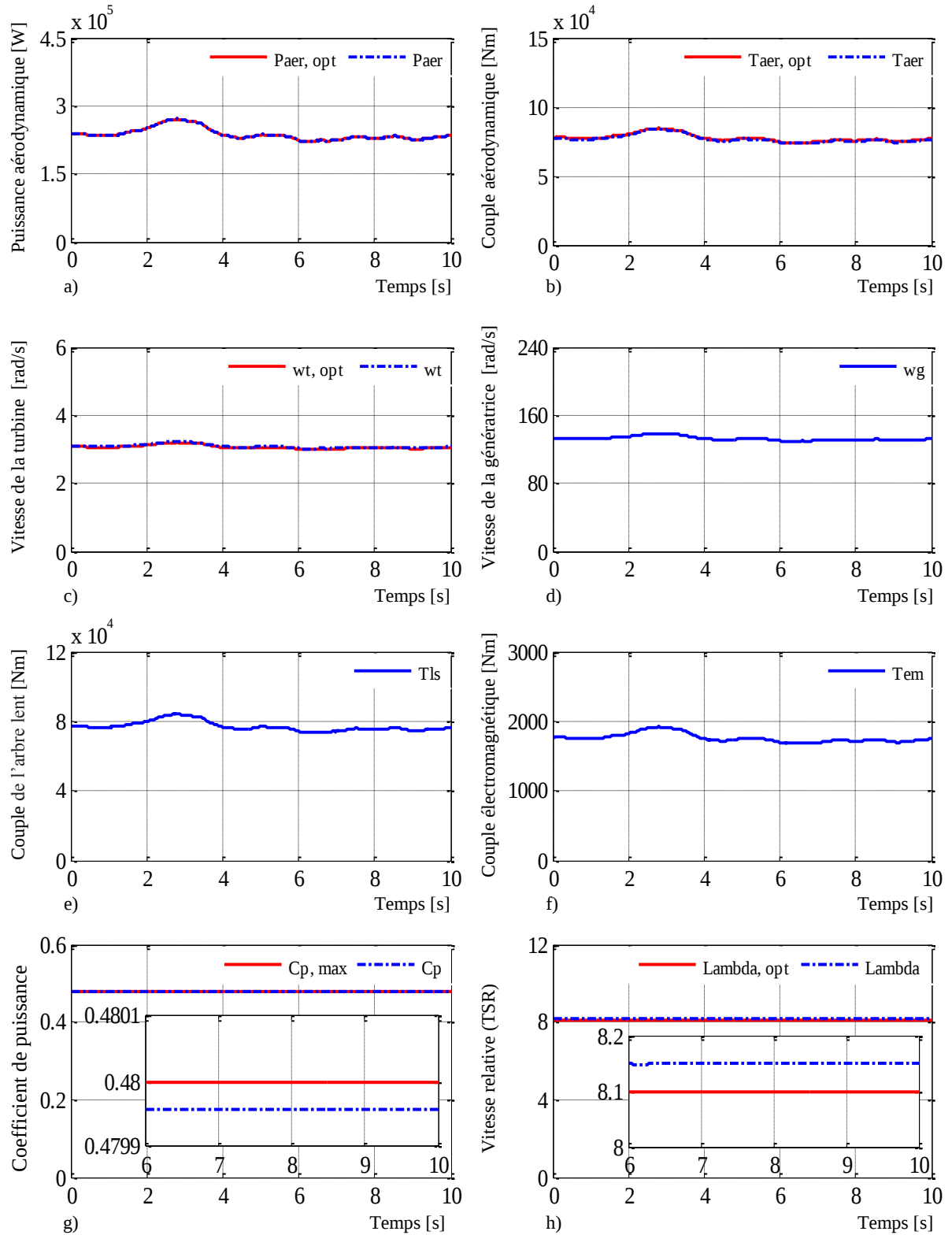


Figure II. 20 : Maximisation de la puissance extraite par le contrôle par retour du couple aérodynamique (avec le modèle FAST du vent).

II.7.3. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI

La Figure II. 21, illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour le contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI.

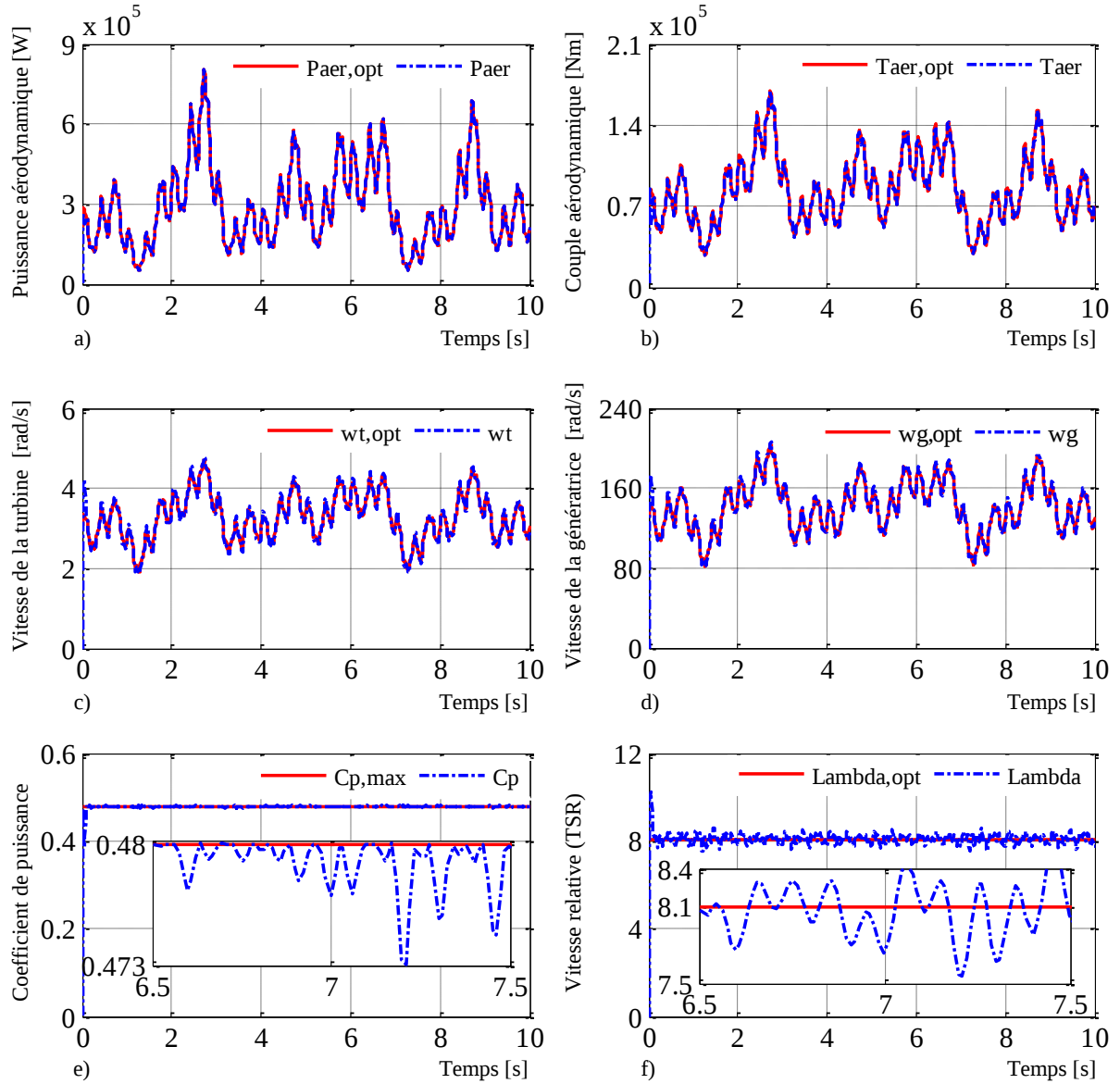


Figure II. 21 : Maximisation de la puissance extraite avec le contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI (avec le modèle aléatoire du vent).

La Figure II. 22, illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle FAST pour le contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI.

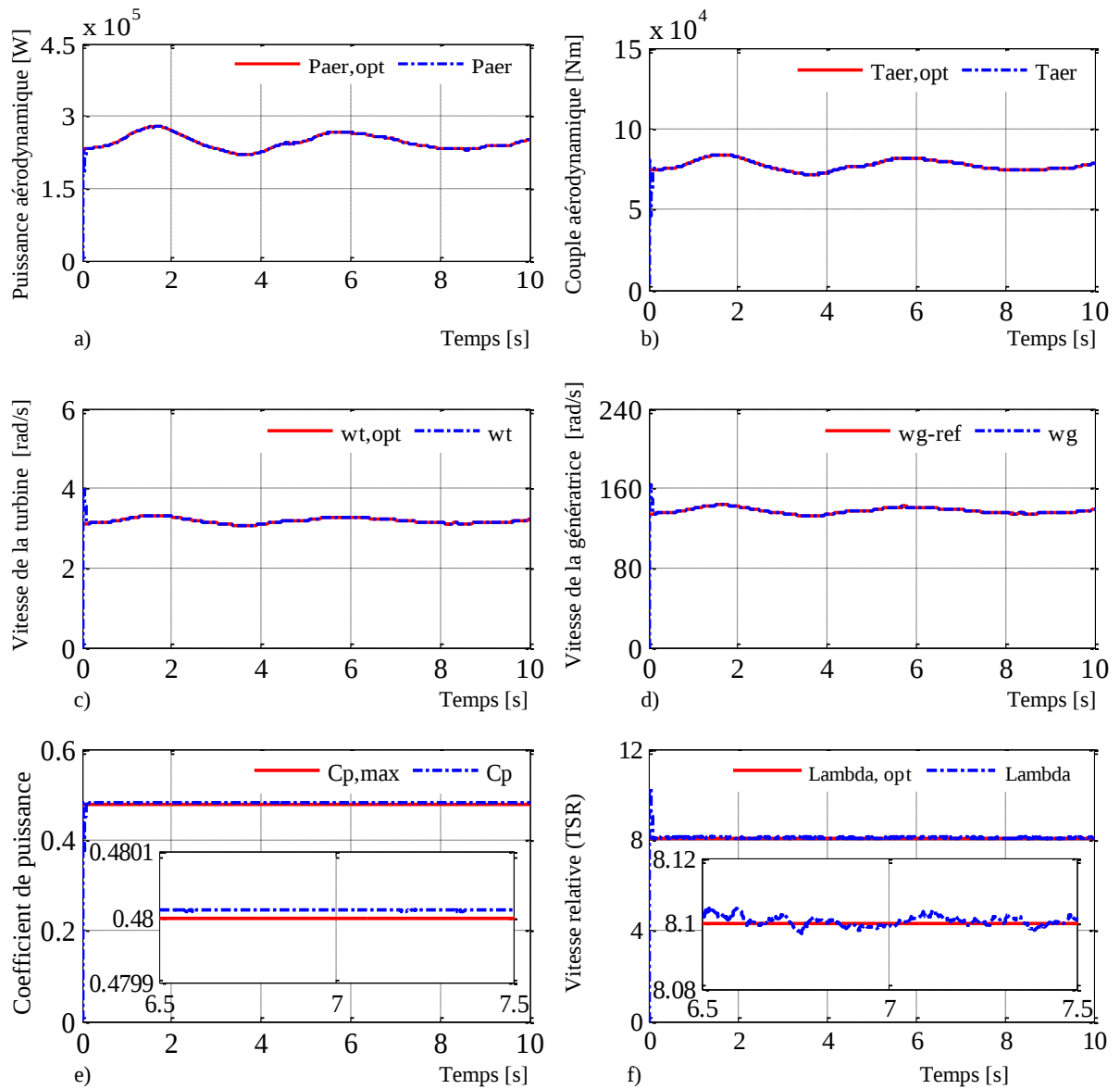


Figure II. 22 : Maximisation de la puissance extraite avec le contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI (avec le modèle FAST du vent).

II.7.4. Résultats obtenus avec la stratégie de contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale

La Figure II. 23, illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour le contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.

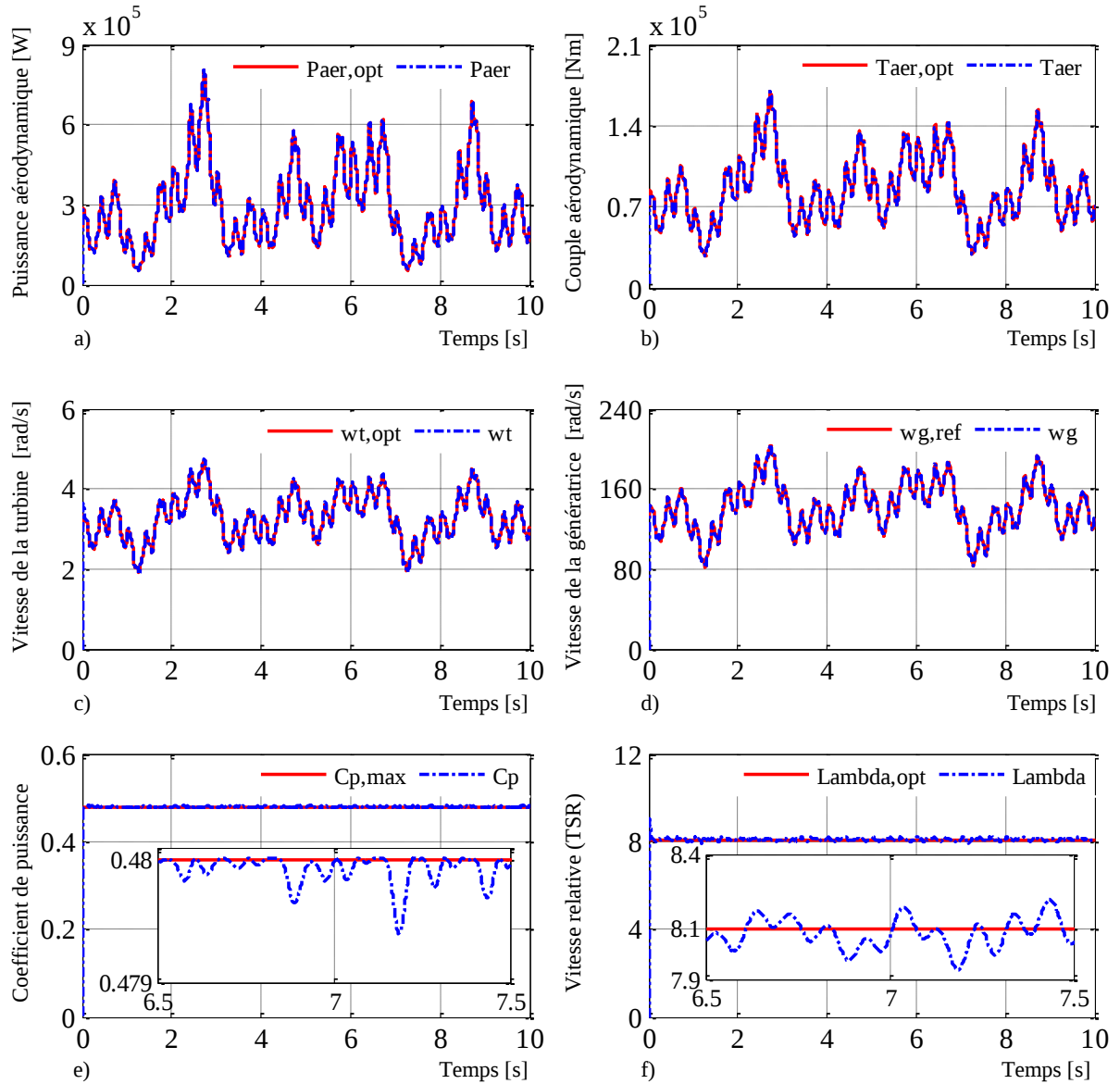


Figure II. 23 : Maximisation de la puissance extraite avec le contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (avec le modèle aléatoire du vent).

La Figure II. 24, illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle de FAST du vent pour le contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.

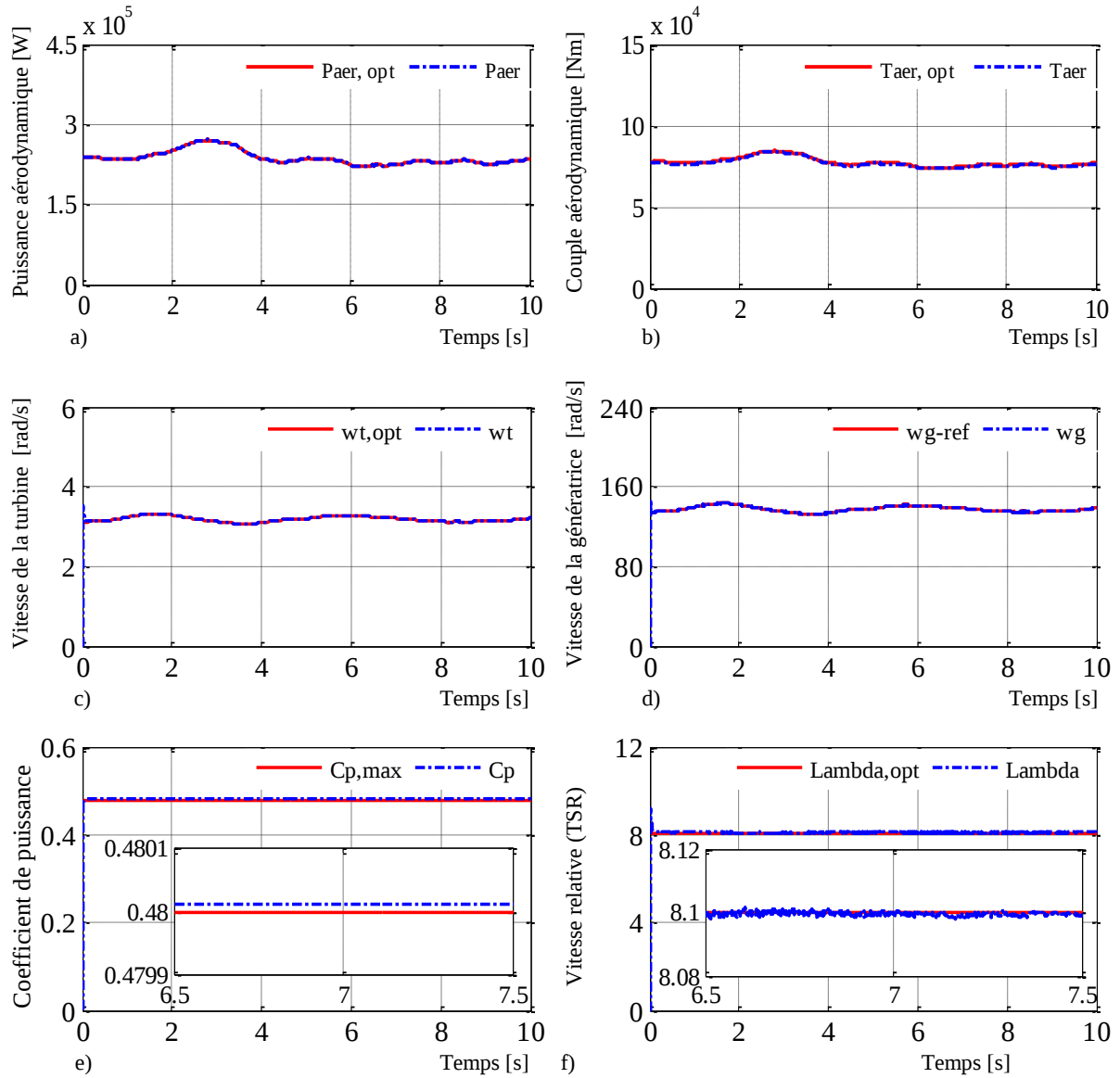


Figure II. 24 : Maximisation de la puissance extraite avec le contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (avec le modèle FAST du vent).

II.7.5. Interprétation des résultats de simulation

Les caractéristiques des trois approches de MPPT sont discutées et les résultats de simulation sont résumés dans le Tableau II. 1. Pour l'analyse numérique de l'efficacité de captage de l'énergie éolienne, le rendement aérodynamique η_{aer} est défini comme le rapport entre la puissance aérodynamique extraite par l'éolienne et la puissance aérodynamique optimale disponible qui correspond à un fonctionnement de l'éolienne avec un coefficient de puissance optimal.

En effet et pour la durée de simulation, l'expression du rendement aérodynamique est définie comme suit [Sai-20.b] :

$$\eta_{aer}(\%) = \frac{\int_{t_{mi}}^{t_{fin}} P_{aer}(t) dt}{\int_{t_{mi}}^{t_{fin}} P_{aer,opt}(t) dt} \times 100\% \quad (II.67)$$

Tableau II. 1 : Evaluation des trois approches de contrôle en vitesse.

Configurations	Complexité	Convergence	Mesure de la vitesse du vent	Performance	$\eta_{aer}(\%)$
Contrôle indirect en vitesse	Simple	Rapide	Oui	Bien	98.8
Contrôle par retour du couple aérodynamique	Simple	Rapide	Oui	Bien	98.2
Contrôle direct en vitesse par PI	Simple	Lent	Oui	Moyenne	97.4
Contrôle direct en vitesse par IBSC	Elevé	Très rapide	Oui	Très Bien	99.6

D'après, les résultats de simulations on constate que, pour les trois approches, la puissance extraite par la turbine suit la trajectoire désirée $P_{aer,opt}$ avec une très bonne efficacité. Pour le modèle aléatoire, les variations de la vitesse du vent entraînent des oscillations importantes du couple aérodynamique, ce qui augmente le stress mécanique de la turbine et des vibrations électromagnétiques au niveau de la génératrice, ce qui affecte la qualité de l'énergie électrique fournie au réseau électrique. D'un autre côté, toutes ces approches utilisent des capteurs de vitesse du vent, ce qui réduit l'efficacité du contrôle en cas de défaillance du capteur de la vitesse du vent. Le rendement aérodynamique est résumé dans le Tableau II. 1.

- 1) **Contrôle indirect en vitesse** : pour cette approche, le rendement est autour de 98,8%. Ceci peut être justifié par le fait que ce contrôle est élaboré en régime permanent. Les variations rapides de la vitesse du vent induisent des pertes d'énergie au cours des transitions.
- 2) **Contrôle par retour du couple aérodynamique** : pour cette approche, le rendement est autour de 98,2%. On constate que le rendement est inférieur à la première approche, malgré que cette approche soit élaborée également en régime permanent.
- 3) **Contrôle direct en vitesse** : d'après les résultats de simulation, on constate que le contrôle direct en vitesse par le contrôleur non linéaire de type IBSC est une méthode efficace, assurant le suivi des points des puissances maximale, en maintenant le coefficient de puissance autour de sa valeur maximale $C_{p,max} = 0.4799$ avec moins d'oscillations. Il est également montré sur les figures (II.21, II.22) que la vitesse relative est autour de sa valeur

optimale $\lambda_{opt} \approx 8.1$ avec moins d'oscillations. C'est pourquoi, cette approche par IBSC est considérée comme une commande efficace et robuste, avec une amélioration des performances mécaniques.

Pour le contrôle direct en vitesse par le contrôleur PI classique, on remarque des oscillations importantes du coefficient de puissance et de la vitesse relative, notamment pour le profil aléatoire du vent. Ces oscillations vont engendrer des contraintes mécaniques qui peuvent nuire les parties mécanique et électrique du système éolien (voir les figures II.23 et II.24).

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation et le contrôle de la turbine à deux masses d'un système éolien. En premier lieu, nous avons modélisé l'ensemble de la partie mécanique incluant les pales, le multiplicateur et l'arbre du rotor. Ensuite, nous avons présenté trois approches de contrôle en vitesse, permettant d'optimiser l'extraction de la puissance maximale d'une turbine éolienne à deux masses.

Les deux premières approches, le contrôle indirect et le contrôle par retour du couple aérodynamique sont synthétisés sans mesure du vent en supposant que le régime permanent est établi, alors que la troisième approche, le contrôle direct par IBSC et PI classique, nécessite l'utilisation du capteur du vent (Anémomètre). Ces approches ont été simulées et les résultats ont été largement discutés.

A travers les résultats de simulation, nous avons remarqué que le contrôle indirect en vitesse et par retour du couple aérodynamique ont présenté un rendement énergétique très satisfaisant, mais les oscillations du couple aérodynamique et la dépendance au capteur de vitesse peuvent affecter les performances du contrôle, notamment en présence de perturbations du contrôle ou des variations paramétriques.

Pour le contrôle direct en vitesse, le contrôleur non linéaire de type IBSC est très robuste et présente un rendement énergétique excellent. Ce type de contrôleur est aussi très efficace pour le contrôle du couple électromagnétique sous la variation de façon aléatoire et sévère de la vitesse du vent, avec peu de broutement qu'elle engendre, et plus de rejet de perturbation, tout en limitant le stress mécanique sur l'arbre de transmission. A la différence de ce contrôleur, le contrôle direct en vitesse à base de contrôleur PI est le plus médiocre en matière de rendement, d'oscillations et de performances.

Dans le prochain chapitre, nous allons nous intéresser à la partie électrique du système éolien. Cette partie est constituée d'une machine asynchrone à double alimentation associée à ses convertisseurs de l'électronique de puissance.

Chapitre III:

Modélisation d'une ferme éolienne à base des GADAs

III.1. Introduction.....	70
III.2. Description et modélisation de la GADA connectée au réseau électrique équilibré.....	71
III.2.1. Description de la GADA.....	71
III.2.2. Modélisation diphasée de la GADA connectée au réseau électrique équilibré.....	71
III.2.2.1. Equations électriques dans le repère de Park.....	72
III.2.2.2. Relations électromagnétiques (relation flux-courants).....	72
III.2.2.3. Equation du couple électromagnétique.....	73
III.2.2.4. Equation mécanique.....	73
III.2.3. Modèle de la GADA connectée au réseau électrique équilibré en système per unit.....	74
III.2.3.1. Equations électriques en pu.....	74
III.2.3.2. Equations mécanique en pu.....	74
III.2.3.3. Modèle 5 ^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique équilibré.....	75
III.2.3.4. Modèle 3 ^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique équilibré.....	79
III.3. Résultats de la simulation.....	80
III.4. Redresseur à MLI (à deux niveaux et trois bras).....	81
III.4.1. Structure et principe de fonctionnement.....	81
III.4.2. Représentation du redresseur à MLI dans le système triphasé.....	82
III.5. Onduleur à MLI (à deux niveaux et trois bras).....	84
III.5.1. Structure et principe de fonctionnement.....	84
III.5.2. Représentation de l'onduleur de tension dans le système triphasé.....	84
III.6. Modélisation d'une ferme éolienne.....	86
III.6.1. Modèle détaillé de la ferme éolienne.....	86
III.6.2. Modèle équivalent de la ferme éolienne.....	87
III.6.2.1. Paramètres mécaniques et électriques équivalents.....	87
III.6.2.2. Méthode d'agrégation complète de chaque groupe éolien dans la ferme.....	89
III.6.2.3. Méthode semi-agrégée de chaque groupe éolien dans la ferme.....	91
III.7. Résultats de simulation.....	94
III.8. Interprétations des résultats.....	98
III.9. Conclusion.....	99

III.1. Introduction

Généralement, la ferme éolienne se compose de dizaines ou de centaines d'éoliennes connectées en parallèle. Les petites et les grandes fermes éoliennes sont généralement connectées au réseau électrique de distribution et de transmission, respectivement. Pour modéliser une ferme éolienne, deux approches possibles peuvent être utilisées : le modèle détaillé et le modèle équivalent.

Pour les grandes fermes éoliennes, le modèle détaillé utilisé dans la synthèse des lois de contrôle et de gestion conduit à des algorithmes plus complexes et prendra un temps de simulation excessivement long. Afin de surmonter ces problèmes, les modèles équivalents sont des solutions alternatives très acceptables [Fer-08, Fer-09, Li-12, Cho-13, Liu-19]. La notion des modèles équivalents s'applique aussi aux éoliennes à vitesse variable, qu'aux éoliennes à vitesse fixe [Fer-06]. Les modèles équivalents sont également appliqués aux convertisseurs d'électronique de puissance. Dans [Zha-19], les auteurs ont proposé une méthode d'équivalence cohérente des onduleurs basés sur l'action de Hamilton.

Dans [Sha-06], les auteurs ont présenté une synthèse des différentes techniques et hypothèses utilisées dans l'étude des modèles équivalents agrégés de la ferme éolienne. Dans [Gar-15], les auteurs ont proposé une comparaison entre quatre modèles réduits basés sur différentes méthodes d'agrégation avec des génératrices asynchrones à double alimentation (GADA) de différentes puissances, et subissant différentes valeurs du vent entrant. Dans [Mer-15], les auteurs ont évalué les réponses de trois modèles agrégés de la ferme éolienne basée sur des générateurs synchrones à aimants permanents, dans le cas des fluctuations du vent et des perturbations du réseau électrique.

Le modèle de la génératrice est une partie importante dans le modèle global d'éolienne. En général, le modèle de 5^{ème} ordre de la GADA est connu comme la représentation la plus précise du comportement dynamique des modes électriques et mécanique. La connexion ou la déconnexion la GADA au réseau électrique peut entraîner des tensions transitoires, des inefficacités et des instabilités vis-à-vis le réseau électrique [Bol-09]. Par conséquent, le modèle du 5^{ème} ordre peut difficilement être appliqué pour l'étude et l'analyse de la stabilité transitoire. Dans le but de prévoir le comportement dynamique et l'analyse de la stabilité transitoire des systèmes multi-machines électriques, une grande intention a été portée au développement des modèles d'ordre réduit. Parmi les modèles d'ordre réduit, le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA, est le plus utilisé dans le domaine des systèmes de conversion d'énergie éolienne [Gar-15, Fer-09, Pul-09, Shi-07, Pul-06, Eka-03, Nun-03].

Dans ce chapitre, nous allons présenter la modélisation de la partie électrique du système éolien. Nous allons commencer par la modélisation détaillée de la GADA d'ordre 5, dans le repère de Park lié au champ tournant. Ensuite, nous allons passer au modèle réduit de la GADA d'ordre 3. Puis, la modélisation des convertisseurs d'électronique de puissance côté machine et côté réseau électrique sera entamée. Par la suite, nous nous intéresserons à la modélisation de la ferme éolienne en utilisant le modèle détaillé et les modèles équivalents. Les modèles équivalents sont développés en se basant

sur différentes méthodes d'agrégation. Finalement, le comportement dynamique de ces modèles proposée dans ce chapitre seront analysées par des simulations.

III.2. Description et modélisation de la GADA connectée au réseau électrique équilibré

III.2.1. Description de la GADA

Généralement, la GADA se compose de deux bobines triphasées, l'un au stator et l'autre au rotor. Dans le contexte éolien, les enroulements du stator sont directement connectés au réseau électrique et les enroulements du rotor sont connectés au réseau électrique via des convertisseurs d'électronique de puissance. Les convertisseurs d'électronique de puissance, Convertisseur Côté Machine (CCM) et Convertisseur Côté Réseau (CCR), sont modélisés comme des sources de tension. Le but principal de ces convertisseurs est d'adapter la fréquence entre le réseau électrique et le rotor de la GADA, permettant à la génératrice de fonctionner à vitesse variable.

Dans le système de conversion d'énergie éolienne, la GADA est largement utilisé en raison de ses avantages bien connus. Parmi ses avantages, le dimensionnement des convertisseurs de l'électronique de puissance qui peut gagner jusqu'à 30% de la puissance nominale de la GADA, ce qui suffit à assurer une variation de 30% de la plage de vitesse autour de la vitesse du synchronisme.

La structure d'un système de conversion d'énergie éolienne basé sur la GADA est représentée dans la Figure III. 1.

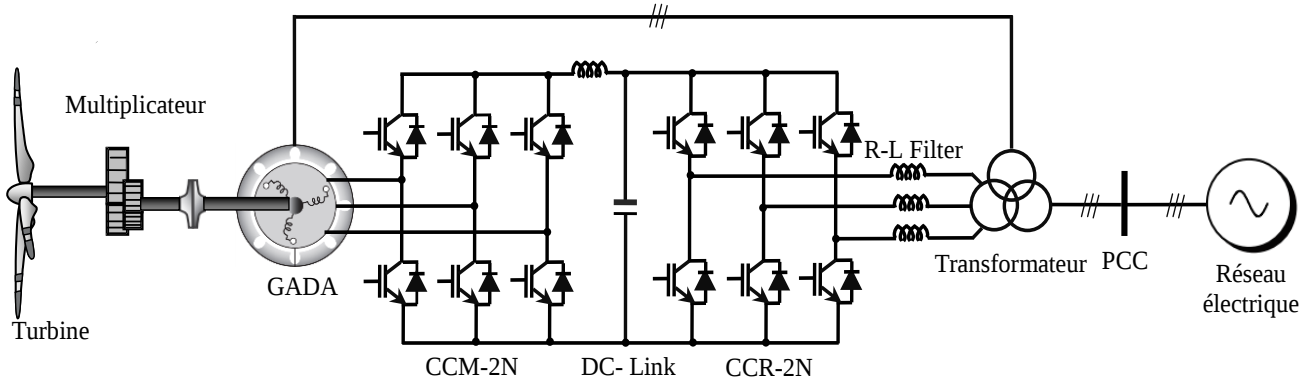


Figure III. 1 : Structure d'un système de conversion d'énergie éolienne basé sur la GADA.

III.2.2. Modélisation diphasée de la GADA connectée au réseau électrique équilibré

Dans cette section, nous nous intéressons à la modélisation diphasée de la GADA. En effet, le système d'équations du modèle de la GADA dans le repère triphasé est fort complexe et non linéaire, car les matrices des inductances contiennent des éléments variables avec l'angle de rotation θ . Pour rendre les coefficients du système d'équations de ce modèle indépendantes de θ , nous devons appliquer la transformation de Park [Bel-14].

III.2.2.1. Equations électriques dans le repère de Park

La substitution des enroulements fictifs S_d, S_q, R_d, R_q aux enroulements triphasés du modèle de la GADA permet d'écrire les équations suivantes [Bel-14] :

$$\begin{cases} v_{sd,*} = -R_{s,*} i_{sd,*} - \omega_s \phi_{sq,*} + \frac{d\phi_{sd,*}}{dt} \\ v_{sq,*} = -R_{s,*} i_{sq,*} + \omega_s \phi_{sd,*} + \frac{d\phi_{sq,*}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

$$\begin{cases} v_{rd,*} = R_{r,*} i_{rd,*} - g \cdot \omega_s \phi_{rq,*} + \frac{d\phi_{rd,*}}{dt} \\ v_{rq,*} = R_{r,*} i_{rq,*} + g \cdot \omega_s \phi_{rd,*} + \frac{d\phi_{rq,*}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

Avec, respectivement :

$v_{sd,*}, v_{sq,*}, v_{rd,*}, v_{rq,*}$: les tensions statoriques et rotoriques directes et en quadrature du système diphasé,

$i_{sd,*}, i_{sq,*}, i_{rd,*}, i_{rq,*}$: les courants statoriques et rotoriques directs et en quadrature du système diphasé,

$\phi_{sd,*}, \phi_{sq,*}, \phi_{rd,*}, \phi_{rq,*}$: les flux statoriques et rotoriques directs et en quadrature du système diphasé,

$R_{s,*}, R_{r,*}$: les résistances statorique et rotorique,

ω_s : la pulsation électrique,

g : le glissement.

III.2.2.2. Relations électromagnétiques (relation flux-courants)

En appliquant la transformation de Park aux relations entre flux et courants dans le repère triphasé, on trouve les relations électromagnétiques de la GADA généralisée :

$$\begin{cases} \phi_{sd,*} = -L_{s,*} i_{sd,*} + L_{m,*} i_{rd,*} \\ \phi_{sq,*} = -L_{s,*} i_{sq,*} + L_{m,*} i_{rq,*} \end{cases} \quad (\text{III.3})$$

$$\begin{cases} \phi_{rd,*} = L_{r,*} i_{rd,*} - L_{m,*} i_{sd,*} \\ \phi_{rq,*} = L_{r,*} i_{rq,*} - L_{m,*} i_{sq,*} \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

Où :

$$\begin{cases} L_{s,*} = L_{s\sigma,*} + L_{m,*} \\ L_{r,*} = L_{r\sigma,*} + L_{m,*} \end{cases}$$

Avec, respectivement :

$L_{s,*}, L_{r,*}, L_{m,*}$: les inductances statorique, rotorique et mutuelle,

$L_{s\sigma,*}, L_{r\sigma,*}$: les inductances de fuite du stator et du rotor.

Ces équations peuvent être représentées par le circuit électrique équivalent :

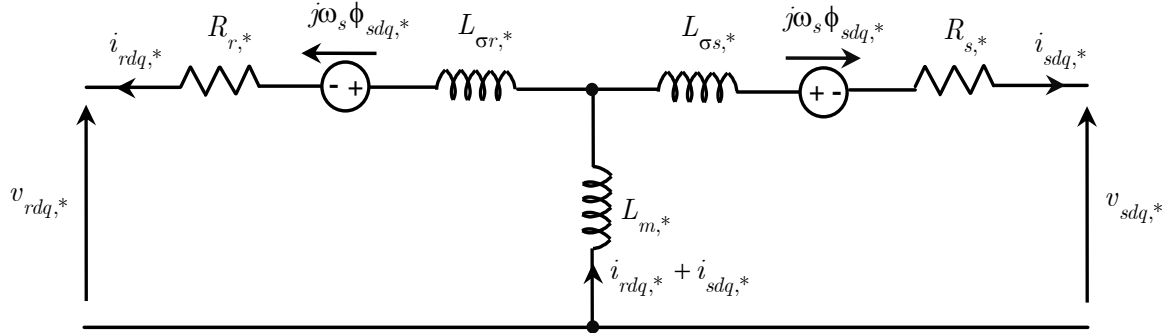


Figure III. 2 : Circuit électrique équivalent de la GADA.

III.2.2.3. Equation du couple électromagnétique

Le modèle électrique de la GADA est complété par l'équation générale du couple électromagnétique qui peut être dérivée de l'expression de la Co-énergie et qui s'exprime par [Bel-14] :

$$T_{em} = [I_s]^T \left\{ \frac{d}{dt} [L_m] \right\} [I_r] \quad (III.5)$$

Après l'application de la transformation de Park sur l'équation (III.5), nous aboutissons à l'expression :

$$T_{em,*} \left(\phi_{rd,*}, \phi_{rq,*}, i_{rd,*}, i_{rq,*} \right) = \phi_{rd,*} \cdot i_{rq,*} - \phi_{rq,*} \cdot i_{rd,*} \quad (III.6)$$

III.2.2.4. Equation mécanique

L'équation mécanique du rotor de la génératrice est exprimée par :

$$J_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_{hs} - T_{em} - f_g \omega_g \quad (III.7)$$

Les expressions des puissances active et réactive statorique, sont exprimées par :

$$\begin{cases} P_{s,*} = v_{sd,*} i_{sd,*} + v_{sq,*} i_{sq,*} \\ Q_{s,*} = v_{sq,*} i_{sd,*} - v_{sd,*} i_{sq,*} \end{cases} \quad (III.8)$$

Les puissances active et réactive rotorique sont exprimés par :

$$\begin{cases} P_{r,*} = v_{rd,*} i_{rd,*} + v_{rq,*} i_{rq,*} \\ Q_{r,*} = v_{rq,*} i_{rd,*} - v_{rd,*} i_{rq,*} \end{cases} \quad (III.9)$$

III.2.3. Modèle de la GADA connectée au réseau électrique équilibré en système per unit

Dans cette partie, nous nous intéressons au modèle de la GADA en per unit (pu). Le modèle de la GADA en système pu est présenté dans l'annexe (B), où toutes les grandeurs de la GADA sont en pu, sauf la vitesse de synchronisme qui est considérée comme valeur de base [Led-05, Pul-10, Eka-03,].

III.2.3.1. Equations électriques en pu

Les équations de tension des phases statorique et rotorique, sont données par :

▪ **Pour le stator :**

$$\begin{cases} v_{sd} = -R_s i_{sd} - \phi_{sq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{sd}}{dt} \\ v_{sq} = -R_s i_{sq} + \phi_{sd} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{sq}}{dt} \end{cases} \quad (III.10)$$

▪ **Pour le rotor :**

$$\begin{cases} v_{rd} = R_r i_{rd} - g\phi_{rq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{rd}}{dt} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + g\phi_{rd} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (III.11)$$

▪ **Relations électromagnétiques de la GADA :**

$$\begin{cases} \phi_{sd} = -X_s i_{sd} + X_m i_{rd} \\ \phi_{sq} = -X_s i_{sq} + X_m i_{rq} \end{cases} \quad (III.12)$$

$$\begin{cases} \phi_{rd} = X_r i_{rd} - X_m i_{sd} \\ \phi_{rq} = X_r i_{rq} - X_m i_{sq} \end{cases} \quad (III.13)$$

Avec, respectivement :

X_s, X_r, X_m : les réactances statorique, rotorique et mutuelle.

III.2.3.2. Equations mécaniques en pu

En néglige le frottement de la turbine et de la génératrice, équation (II.20), le modèle de la turbine éolienne à deux masses dans le système pu (Voir l'annexe B) est décrit comme suit [Gar-15, Fer-09] :

$$\begin{cases} \frac{d\omega_t^{pu}}{dt} = \frac{1}{2H_t} (T_{aer}^{pu} - T_m^{pu}) \\ T_m^{pu} = B_{hs}^{pu} (\theta_t^{pu} - \theta_g^{pu}) + K_{hs}^{pu} (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) \\ \frac{d\omega_g^{pu}}{dt} = \frac{1}{2H_g} (T_m^{pu} - T_{em}^{pu}) \end{cases} \quad (III.14)$$

Avec, respectivement :

H_t, H_g : les constantes d'inertie de la turbine et de la génératrice,

B_{hs}^{pu}, K_{hs}^{pu} : l'amortissement et la rigidité du couplage mécanique.

III.2.3.3. Modèle 5^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique équilibré

Dans cette section, nous nous intéressons au modèle 5^{ème} ordre de la GADA connecté au réseau électrique équilibré. Afin d'obtenir ce modèle, en multipliant l'équation (III.13) en X_m/X_r . On obtient :

$$\begin{cases} \left(\frac{X_m}{X_r}\right)\phi_{rd} = \left(\frac{X_m}{X_r}\right)X_r i_{rd} - \left(\frac{X_m}{X_r}\right)X_m i_{sd} \\ \left(\frac{X_m}{X_r}\right)\phi_{rq} = \left(\frac{X_m}{X_r}\right)X_r i_{rq} - \left(\frac{X_m}{X_r}\right)X_m i_{sq} \end{cases} \quad (III.15)$$

Après le réarrangement de l'équation (III.15), on trouve :

$$\begin{cases} \left(\frac{X_m}{X_r}\right)\phi_{rd} = X_m i_{rd} - \left(\frac{X_m^2}{X_r}\right)i_{sd} \\ \left(\frac{X_m}{X_r}\right)\phi_{rq} = X_m i_{rq} - \left(\frac{X_m^2}{X_r}\right)i_{sq} \end{cases} \quad (III.16)$$

D'après l'équation (III.16), les courants rotoriques sur les axes d et q sont donnés par :

$$\begin{cases} i_{rd} = \left(\frac{1}{X_r}\right)\phi_{rd} + \left(\frac{X_m}{X_r}\right)i_{sd} \\ i_{rq} = \left(\frac{1}{X_r}\right)\phi_{rq} + \left(\frac{X_m}{X_r}\right)i_{sq} \end{cases} \quad (III.17)$$

En remplaçant l'équation (III.17) dans l'équation (III.12), on trouve :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = -X_s i_{sd} + X_m \left(\left(\frac{1}{X_r}\right)\phi_{rd} + \left(\frac{X_m}{X_r}\right)i_{sd} \right) \\ \phi_{sq} = -X_s i_{sq} + X_m \left(\left(\frac{1}{X_r}\right)\phi_{rq} + \left(\frac{X_m}{X_r}\right)i_{sq} \right) \end{cases} \quad (III.18)$$

De l'équation (III.18), les flux statoriques s'écrit comme suit :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = -X_s i_{sd} + \left(\left(\frac{X_m}{X_r}\right)\phi_{rd} + \left(\frac{X_m^2}{X_r}\right)i_{sd} \right) \\ \phi_{sq} = -X_s i_{sq} + \left(\left(\frac{X_m}{X_r}\right)\phi_{rq} + \left(\frac{X_m^2}{X_r}\right)i_{sq} \right) \end{cases} \quad (III.19)$$

Après la simplification de l'équation (III.19), on obtient :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = \left(\frac{X_m}{X_r}\right)\phi_{rd} - \left(X_s - \frac{X_m^2}{X_r}\right)i_{sd} \\ \phi_{sq} = -\left(\frac{X_m}{X_r}\right)\phi_{rq} - \left(X_s - \frac{X_m^2}{X_r}\right)i_{sq} \end{cases} \quad (III.20)$$

De l'équation (III.20), les flux statoriques sont donnés par :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = E'_q - X'_s i_{sd} \\ \phi_{sq} = -E'_d - X'_s i_{sq} \end{cases} \quad (III.21)$$

Où :

$$\begin{cases} E'_d = -\frac{X_m}{X_r} \phi_{rq} \\ E'_q = \frac{X_m}{X_r} \phi_{rd} \end{cases} \quad (III.22)$$

Avec la constante suivante :

$$X'_s = \left(X_s - \frac{X_m^2}{X_r} \right)$$

Où :

E'_d, E'_q : sont les forces électromotrices interne du rotor dans les axes d et q , respectivement,

X'_s : est la réactance transitoire.

En remplaçant l'équation (III.21) dans l'équation (III.10), on obtient :

$$\begin{cases} v_{sd} = -R_s i_{sd} - \left(-E'_d - X'_s i_{sq} \right) + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} (E'_q - X'_s i_{sd}) \\ v_{sq} = -R_s i_{sq} + \left(E'_q - X'_s i_{sd} \right) + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} (-E'_d - X'_s i_{sq}) \end{cases} \quad (III.23)$$

Après avoir simplifié l'équation (III.23), on trouve :

$$\begin{cases} v_{sd} = -R_s i_{sd} + E'_d + X'_s i_{sq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{dE'_q}{dt} - \frac{X'_s}{\omega_s} \frac{di_{sd}}{dt} \\ v_{sq} = -R_s i_{sq} + E'_q - X'_s i_{sd} - \frac{1}{\omega_s} \frac{dE'_d}{dt} - \frac{X'_s}{\omega_s} \frac{di_{sq}}{dt} \end{cases} \quad (III.24)$$

A partir de l'équation (III.24), les courants statoriques sont obtenus comme suit :

$$\begin{cases} \frac{X'_s}{\omega_s} \frac{di_{sd}}{dt} = -R_s i_{sd} + E'_d + X'_s i_{sq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{dE'_q}{dt} - v_{sd} \\ \frac{X'_s}{\omega_s} \frac{di_{sq}}{dt} = -R_s i_{sq} + E'_q - X'_s i_{sd} - \frac{1}{\omega_s} \frac{dE'_d}{dt} - v_{sq} \end{cases} \quad (III.25)$$

Maintenant, on cherche les expressions dE'_d / dt et dE'_q / dt . En multipliant l'équation (III.11) en X_m / R_r , on obtient :

$$\begin{cases} \left(\frac{X_m}{R_r} \right) v_{rd} = \left(\frac{X_m}{R_r} \right) R_r i_{rd} - g \cdot \left(\frac{X_m}{R_r} \right) \phi_{rq} + \frac{1}{\omega_s} \left(\frac{X_m}{R_r} \right) \frac{d\phi_{rd}}{dt} \\ \left(\frac{X_m}{R_r} \right) v_{rq} = \left(\frac{X_m}{R_r} \right) R_r i_{rq} + g \cdot \left(\frac{X_m}{R_r} \right) \phi_{rd} + \frac{1}{\omega_s} \left(\frac{X_m}{R_r} \right) \frac{d\phi_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (III.26)$$

Il en résulte :

$$\begin{cases} \left(\frac{X_m}{R_r} \right) v_{rd} = X_m i_{rd} - g \cdot \left(\frac{X_m}{R_r} \right) \phi_{rq} + \frac{1}{\omega_s} \left(\frac{X_m}{R_r} \right) \frac{d\phi_{rd}}{dt} \\ \left(\frac{X_m}{R_r} \right) v_{rq} = X_m i_{rq} + g \cdot \left(\frac{X_m}{R_r} \right) \phi_{rd} + \frac{1}{\omega_s} \left(\frac{X_m}{R_r} \right) \frac{d\phi_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.27})$$

En remplaçant l'équation (III.17) dans l'équation (III.27), on obtient :

$$\begin{cases} \left(\frac{X_m}{R_r} \right) v_{rd} = X_m \left(\left(\frac{1}{X_r} \right) \phi_{rd} + \left(\frac{X_m}{X_r} \right) i_{sd} \right) - g \cdot \left(\frac{X_r}{R_r} \right) \left(\frac{X_m}{X_r} \right) \phi_{rq} + \frac{1}{\omega_s} \left(\frac{X_r}{R_r} \right) \frac{d \left(\frac{X_m}{X_r} \right) \phi_{rd}}{dt} \\ \left(\frac{X_m}{R_r} \right) v_{rq} = X_m \left(\left(\frac{1}{X_r} \right) \phi_{rq} + \left(\frac{X_m}{X_r} \right) i_{sq} \right) + g \cdot \left(\frac{X_r}{R_r} \right) \left(\frac{X_m}{X_r} \right) \phi_{rd} + \frac{1}{\omega_s} \left(\frac{X_r}{R_r} \right) \frac{d \left(\frac{X_m}{X_r} \right) \phi_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

Après la simplification de l'équation (III.28), on obtient :

$$\begin{cases} \left(\frac{X_m}{R_r} \right) v_{rd} = E'_q + (X_s - X'_s) i_{sd} + g \cdot \left(\frac{X_r}{R_r} \right) E'_d + \frac{1}{\omega_s} \left(\frac{X_r}{R_r} \right) \frac{dE'_q}{dt} \\ \left(\frac{X_m}{R_r} \right) v_{rq} = -E'_d + (X_s - X'_s) i_{sq} + g \cdot \left(\frac{X_r}{R_r} \right) E'_q - \frac{1}{\omega_s} \left(\frac{X_r}{R_r} \right) \frac{dE'_d}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.29})$$

D'après l'équation (III.29), les forces électromotrices internes du rotor dans les axes d et q sont données par :

$$\begin{cases} \frac{dE'_q}{dt} = - \left(\frac{\omega_s R_r}{X_r} \right) E'_q - \left(\frac{\omega_s R_r}{X_r} \right) (X_s - X'_s) i_{sd} - g \cdot \left(\frac{\omega_s R_r}{X_r} \right) \left(\frac{X_r}{R_r} \right) E'_d + \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd} \\ \frac{dE'_d}{dt} = - \left(\frac{\omega_s R_r}{X_r} \right) E'_d + \left(\frac{\omega_s R_r}{X_r} \right) (X_s - X'_s) i_{sq} + g \cdot \left(\frac{\omega_s R_r}{X_r} \right) \left(\frac{X_r}{R_r} \right) E'_q - \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

Après la simplification de l'équation (III.30), on obtient :

$$\begin{cases} \frac{dE'_d}{dt} = - \frac{1}{T'_o} E'_d + \frac{(X_s - X'_s)}{T'_o} i_{sq} + g \cdot \omega_s E'_q - \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq} \\ \frac{dE'_q}{dt} = - \frac{1}{T'_o} E'_q - \frac{(X_s - X'_s)}{T'_o} i_{sd} - g \cdot \omega_s E'_d + \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd} \end{cases} \quad (\text{III.31})$$

Où :

$$T'_o = \frac{X_r}{\omega_s R_r}$$

Avec :

T'_o : la constante de temps transitoire en circuit ouvert.

En remplaçant l'équation (III.31) dans l'équation (III.25), les courants statoriques deviennent :

$$\begin{cases} \frac{X'_s}{\omega_s} \frac{di_{sd}}{dt} = -R_s i_{sd} + E'_d + X'_s i_{sq} + \frac{1}{\omega_s} \left(-\frac{1}{T'_o} E'_q - \frac{(X_s - X'_s)}{T'_o} i_{sd} - g\omega_s E'_d + \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd} \right) - v_{sd} \\ \frac{X'_s}{\omega_s} \frac{di_{sq}}{dt} = -R_s i_{sq} + E'_q - X'_s i_{sd} - \frac{1}{\omega_s} \left(-\frac{1}{T'_o} E'_d + \frac{(X_s - X'_s)}{T'_o} i_{sq} + g\omega_s E'_q - \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq} \right) - v_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.32})$$

Après la simplification de l'équation (III.32), on obtient :

$$\begin{cases} \frac{X'_s}{\omega_s} \frac{di_{sd}}{dt} = -R_s i_{sd} - \frac{(X_s - X'_s)}{\omega_s T'_o} i_{sd} + X'_s i_{sq} - \frac{1}{\omega_s T'_o} E'_q + E'_d - gE'_d + \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd} - v_{sd} \\ \frac{X'_s}{\omega_s} \frac{di_{sq}}{dt} = -R_s i_{sq} - \frac{(X_s - X'_s)}{\omega_s T'_o} i_{sq} - X'_s i_{sd} + \frac{1}{\omega_s T'_o} E'_d + E'_q - gE'_q + \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq} - v_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.33})$$

Finalement, le modèle du 5^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique équilibré est exprimé sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \frac{X'_s}{\omega_s} \frac{di_{sd}}{dt} = -\left(R_s + \frac{(X_s - X'_s)}{\omega_s T'_o} \right) i_{sd} + (1-g)E'_d + X'_s i_{sq} - \frac{1}{\omega_s T'_o} E'_q + \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd} - v_{sd} \\ \frac{X'_s}{\omega_s} \frac{di_{sq}}{dt} = -\left(R_s + \frac{(X_s - X'_s)}{\omega_s T'_o} \right) i_{sq} + (1-g)E'_q - X'_s i_{sd} + \frac{1}{\omega_s T'_o} E'_d + \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq} - v_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.34})$$

$$\begin{cases} \frac{dE'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_o} E'_d + \frac{(X_s - X'_s)}{T'_o} i_{sq} + g \cdot \omega_s E'_q - \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq} \\ \frac{dE'_q}{dt} = -\frac{1}{T'_o} E'_q - \frac{(X_s - X'_s)}{T'_o} i_{sd} - g \cdot \omega_s E'_d + \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd} \end{cases} \quad (\text{III.35})$$

En utilisant les équations (III.6), (III.17) et les constantes définis ci-dessus, le couple électromagnétique peut exprimer comme suit :

$$T_{em} = \left(\frac{X_r}{X_m} E'_q \right) \left(\left(\frac{1}{X_r} \right) \phi_{rq} + \left(\frac{X_m}{X_r} \right) i_{sq} \right) + \left(\frac{X_r}{X_m} E'_d \right) \left(\left(\frac{1}{X_r} \right) \phi_{rd} + \left(\frac{X_m}{X_r} \right) i_{sd} \right) \quad (\text{III.36})$$

D'après l'équation (III.36) et les constats définis ci-dessus, le couple électromagnétique est donné par :

$$T_{em} = -\left(\frac{X_r}{X_m} E'_q \right) \left(\left(\frac{1}{X_r} \frac{X_r}{X_m} E'_d \right) + \left(\frac{X_m}{X_r} \right) i_{sq} \right) + \left(\frac{X_r}{X_m} E'_d \right) \left(\left(\frac{1}{X_r} \frac{X_r}{X_m} E'_q \right) + \left(\frac{X_m}{X_r} \right) i_{sd} \right) \quad (\text{III.37})$$

Après la simplification de l'équation (III.37), on trouve :

$$T_{em} = E'_d i_{sd} - E'_q i_{sq} \quad (\text{III.38})$$

III.2.3.4. Modèle 3^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique équilibré

Généralement, le modèle du 5^{ème} ordre de la GADA est connu comme la représentation la plus précise du comportement dynamique. En effet, ce modèle ne peut pas être appliqué dans l'étude et l'analyse de la stabilité transitoire. Pour l'étude et l'analyse de la stabilité transitoire du système électrique, l'inclusion des transitoires du réseau électrique et des transitoires du stator du générateur augmente l'ordre du modèle de système global. Pour cette raison, il est très utile de réduire l'ordre du modèle de la génératrice et de négliger les transitoires du réseau électrique pour l'analyse de stabilité des grands systèmes électriques.

Lorsque les termes transitoires du stator $d\phi_{sd} / dt$ et $d\phi_{sq} / dt$, de l'équation (III.10), sont négligés, on obtient le modèle 3^{ème} ordre de la GADA dans les référentiels d'axe $(d - q)$ [Kra-79, Ata-21] :

$$\begin{cases} v_{sd} = -R_s i_{sd} - \phi_{sq} \\ v_{sq} = -R_s i_{sq} + \phi_{sd} \end{cases} \quad (III.39)$$

$$\begin{cases} v_{rd} = R_r i_{rd} - g\phi_{rq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{rd}}{dt} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + g\phi_{rd} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (III.40)$$

En remplaçant l'équation (III.21) dans l'équation (III.39), les tensions statoriques sont données par :

$$\begin{cases} v_{sd} = -R_s i_{sd} + X'_s i_{sq} + E'_d \\ v_{sq} = -R_s i_{sq} - X'_s i_{sd} + E'_q \end{cases} \quad (III.41)$$

La Figure III. 3, montre le circuit électrique équivalent de la GADA utilisé pour l'étude et l'analyse de la stabilité transitoire.

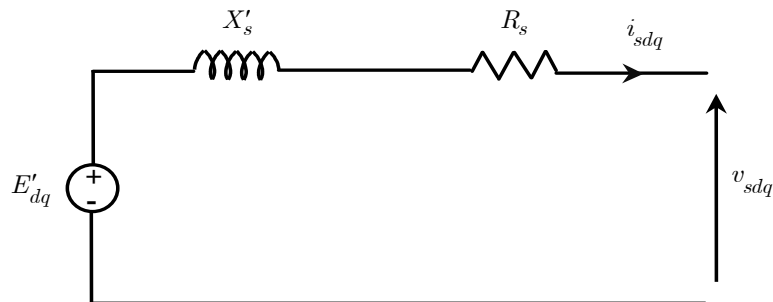


Figure III. 3 : Circuit équivalent de la GADA pour les études de stabilité transitoire.

En utilisant l'équation (III.41), les courants statoriques sont donnés par :

$$\begin{cases} i_{sd} = \frac{1}{(R_s^2 + X_s'^2)} [R_s (E'_d - v_{sd}) + X'_s (E'_q - v_{sq})] \\ i_{sq} = \frac{1}{(R_s^2 + X_s'^2)} [R_s (E'_q - v_{sq}) - X'_s (E'_d - v_{sd})] \end{cases} \quad (III.42)$$

Finalement, le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique équilibré peut être écrit sous la forme suivante :

$$\begin{cases} i_{sd} = \frac{1}{(R_s^2 + X_s'^2)} [R_s(E'_d - v_{sd}) + X'_s(E'_q - v_{sq})] \\ i_{sq} = \frac{1}{(R_s^2 + X_s'^2)} [R_s(E'_q - v_{sq}) - X'_s(E'_d - v_{sd})] \end{cases} \quad (\text{III.43})$$

$$\begin{cases} \frac{dE'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_o} E'_d + \frac{(X_s - X'_s)}{T'_o} i_{sq} + g \cdot \omega_s E'_q - \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq} \\ \frac{dE'_q}{dt} = -\frac{1}{T'_o} E'_q - \frac{(X_s - X'_s)}{T'_o} i_{sd} - g \cdot \omega_s E'_d + \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd} \end{cases} \quad (\text{III.44})$$

III.3. Résultats de la simulation

Dans cette partie de simulation sous l'environnement Matlab/Simulink, nous allons tester le démarrage de la GADA pour évaluer les transitoires du stator du modèle du 5^{ème} ordre par rapport à celui du 3^{ème} ordre. Dans cette simulation, toutes les grandeurs physiques pour les deux modèles sont en pu. La vitesse d'entraînement, le couple électromagnétique et les courants du stator sur les axes ($d - q$) sont présentées dans la Figure III. 4.

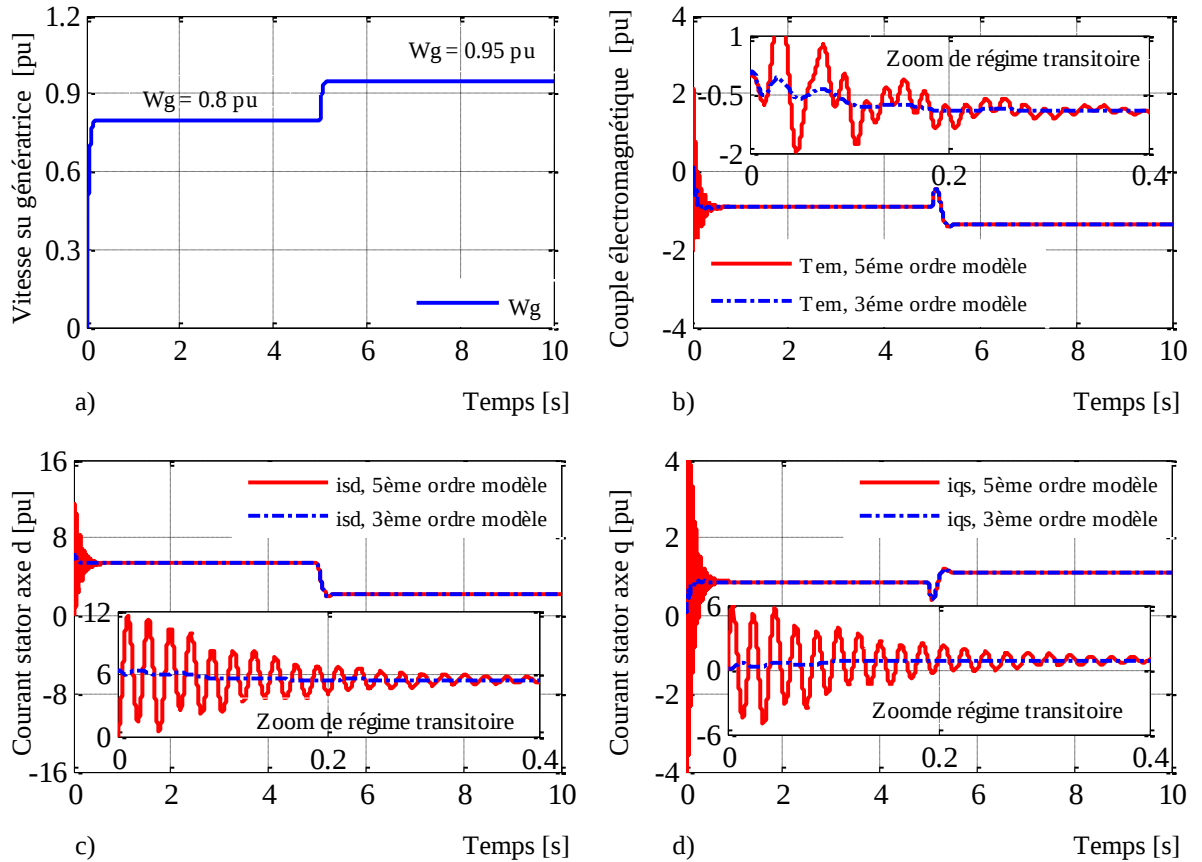


Figure III. 4 : Résultats de la comparaison entre les modèles du 5^{ème} et 3^{ème} ordre du GADA en boucle ouverte.

D'après les résultats de simulation obtenus dans la Figure III. 4, on constate que le régime transitoire du modèle du 3^{ème} ordre de la GADA est plus stable par rapport à celui du modèle du 5^{ème} ordre. De plus, il est clair que le modèle du 3^{ème} ordre, obtenu par la négligence des termes $d\phi_{sd} / dt$ et $d\phi_{sq} / dt$ dans le référentiel synchrone, conduit à la stabilisation du régime transitoire de la GADA. Par conséquent, le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA contribue à l'étude de la stabilité transitoire des systèmes électriques à grande échelle et à forte pénétration pour des fermes éoliennes utilisant des génératrices de grandes puissances.

III.4. Redresseur à MLI (à deux niveaux et trois bras)

III.4.1. Structure et principe de fonctionnement

Etant donné que la GADA produit une tension à fréquence et à amplitude variables, des dispositifs d'électronique de puissance supplémentaires sont nécessaires pour satisfaire les besoins demandés par les gestionnaires des réseaux électriques [Qua-13]. La méthode, souvent utilisée, est de redresser et filtrer la tension du réseau électrique pour fournir la tension du bus continue qui sert comme tension d'entrée de l'onduleur du côté machine. Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs à Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI) sont réalisés à l'aide de semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture. La possibilité de la commande à l'ouverture permet un contrôle total du convertisseur, parce que les interrupteurs peuvent être commutés, selon les besoins, aussi bien à la fermeture qu'à l'ouverture avec une fréquence assez élevée [Bou-09]. Le pont redresseur est constitué de trois bras. Chaque bras se compose de deux transistors bipolaires avec deux diodes antiparallèles (Figure III. 5).

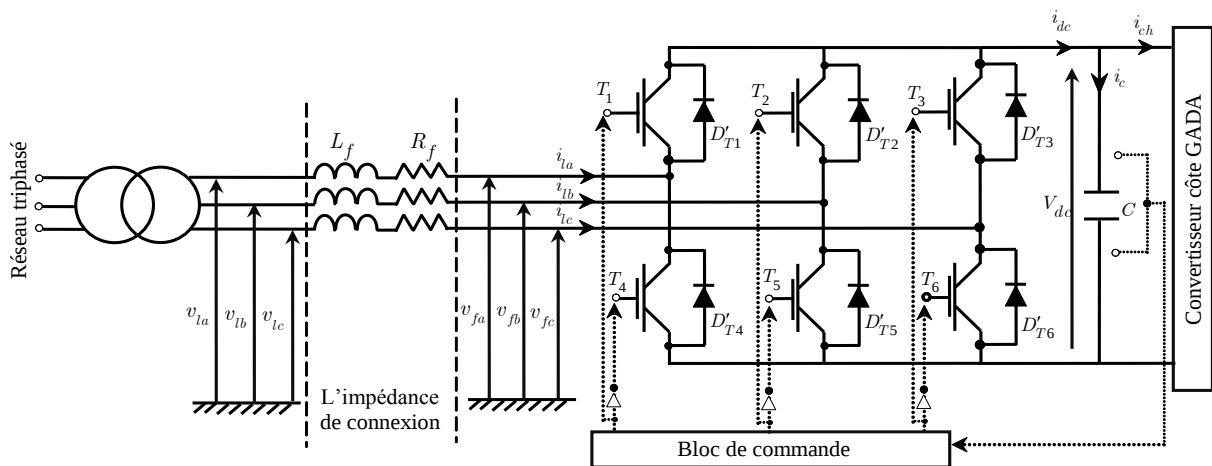


Figure III. 5 : Structure du redresseur à MLI.

Les interrupteurs d'électronique de puissance se composent, selon la puissance commutée, de GTO (Gate Turn Off), de MOSFET de puissance ou d'IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), en parallèle avec une diode. La diode permet d'assurer la continuité du courant lors du changement de sens de celui-ci (Figure III. 5).

III.4.2. Représentation du redresseur à MLI dans le système triphasé

L'architecture de ce convertisseur se compose de trois bras, connectés au réseau électrique. Chaque bras est relié à une phase du réseau électrique et comportant deux interrupteurs [Ata-19, Sai-21.a].

Prenant les trois phases et en appliquant la loi des mailles :

$$\begin{cases} V_{la} = L_f \frac{di_{la}}{dt} + R_f i_{la} + v_{fa} \\ V_{lb} = L_f \frac{di_{lb}}{dt} + R_f i_{lb} + v_{fb} \\ V_{lc} = L_f \frac{di_{lc}}{dt} + R_f i_{lc} + v_{fc} \end{cases} \quad (\text{III.45})$$

D'un autre côté, les tensions $V_{f,abc}$ sont reliées à la tension du bus continu par :

$$\begin{cases} v_{fa} = \left[S_a - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] V_{dc} \\ v_{fb} = \left[S_b - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] V_{dc} \\ v_{fc} = \left[S_c - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] V_{dc} \end{cases} \quad (\text{III.46})$$

L'équation (III.46) peut se mettre sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{fa} \\ v_{fb} \\ v_{fc} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.47})$$

Où est l'état des deux interrupteurs du même bras (B_i), supposé parfait, telle que ($i = a, b, c$).

Les fonctions S_i sont définies par :

$$\begin{cases} S_i = 1 & \text{Si l'interrupteur en haut est fermé et l'interrupteur en bas est ouvert,} \\ S_i = 0 & \text{Si l'interrupteur en haut est ouvert et l'interrupteur en bas est fermé.} \end{cases}$$

On remplace l'équation (III.47) dans (III.45), nous aurons :

$$\begin{cases} V_{la} = L_f \frac{di_{la}}{dt} + R_f i_{la} + \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} V_{dc} \\ V_{lb} = L_f \frac{di_{lb}}{dt} + R_f i_{lb} + \frac{2S_b - S_a - S_c}{3} V_{dc} \\ V_{lc} = L_f \frac{di_{lc}}{dt} + R_f i_{lc} + \frac{2S_c - S_a - S_b}{3} V_{dc} \end{cases} \quad (\text{III.48})$$

Ou sous forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} V_{la} \\ V_{lb} \\ V_{lc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_f & 0 & 0 \\ 0 & L_f & 0 \\ 0 & 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{la} \\ i_{lb} \\ i_{lc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{la} \\ i_{lb} \\ i_{lc} \end{bmatrix} + \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.49})$$

D'où la forme matricielle condensée :

$$\begin{bmatrix} V_{l,abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{l,abc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{l,abc} \end{bmatrix} + V_{dc} \begin{bmatrix} K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{abc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.50})$$

Avec :

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} V_{l,abc} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} V_{la}, V_{lb}, V_{lc} \end{bmatrix}^T : \text{Vecteur des tensions triphasées d'alimentation,} \\ \begin{bmatrix} I_{l,abc} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} i_{la}, i_{lb}, i_{lc} \end{bmatrix}^T : \text{Vecteur des courants triphasés absorbés par le redresseur,} \\ \begin{bmatrix} S_{abc} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} S_a, S_b, S_c \end{bmatrix}^T : \text{Vecteur des états des interrupteurs du redresseur dans le repère } a, b \\ &\text{et } c, \\ \begin{bmatrix} R_f \end{bmatrix} &: \text{Résistance de la ligne de connexion,} \\ \begin{bmatrix} L_f \end{bmatrix} &: \text{Inductance de la ligne de connexion,} \end{aligned}$$

Le courant de sortie du redresseur est donné par :

$$i_{dc} = S_a i_{la} + S_b i_{lb} + S_c i_{lc} \quad (\text{III.51})$$

L'application de la loi de Kirchhoff, des courants, sur la sortie du pont permet d'obtenir la relation ci-dessous :

$$i_c = i_{dc} - i_{ch} \quad (\text{III.52})$$

Donc, le modèle du redresseur dans le repère (a, b, c) est donné par le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_{la}}{dt} = V_{la} - R_f i_{la} + \frac{S_b + S_c - 2S_a}{3} V_{dc} \\ L_f \frac{di_{lb}}{dt} = V_{lb} - R_f i_{lb} + \frac{S_a + S_c - 2S_b}{3} V_{dc} \\ L_f \frac{di_{lc}}{dt} = V_{lc} - R_f i_{lc} + \frac{S_a + S_b - 2S_c}{3} V_{dc} \end{cases} \quad (\text{III.53})$$

Avec :

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = S_a i_{la} + S_b i_{lb} + S_c i_{lc} - \frac{V_{dc}}{R_{ch}} \quad (\text{III.54})$$

Où :

R_{ch} : est la résistance de charge,

C : est la capacité de condensateur.

Sous la forme généralisée, l'équation (III.54) s'écrit :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_h}{dt} = V_h - R_f i_h + \left(S_h - \frac{1}{3} \sum_{k=a}^c S_K \right) \cdot V_{dc} \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = \sum_{lk=a}^c S_K i_K - \frac{V_{dc}}{R_{ch}} \end{cases} \quad \text{avec : } h = a, b, c \quad (\text{III.55})$$

III.5. Onduleur à MLI (à deux niveaux et trois bras)

III.5.1. Structure et principe de fonctionnement

L'onduleur de tension est un convertisseur statique destiné de transformer l'énergie électrique d'une source de tension continue en source de tension alternative, d'amplitude et de fréquence réglables. Il existe plusieurs structures d'onduleurs ; dont chacun correspond à un type d'application déterminé ou permettant des performances recherchées [Lab-06]. Dans notre travail, nous allons choisir l'onduleur de tension à deux niveaux commandé par la technique MLI. La modulation sinus-triangle a été choisie pour la génération des impulsions dans le but de contrôler les tensions rotoriques de la GADA. La Figure III. 6 représente le schéma de principe d'un onduleur triphasé. Ainsi, il fonctionne en commutation forcée et est conçu souvent à base de transistors.

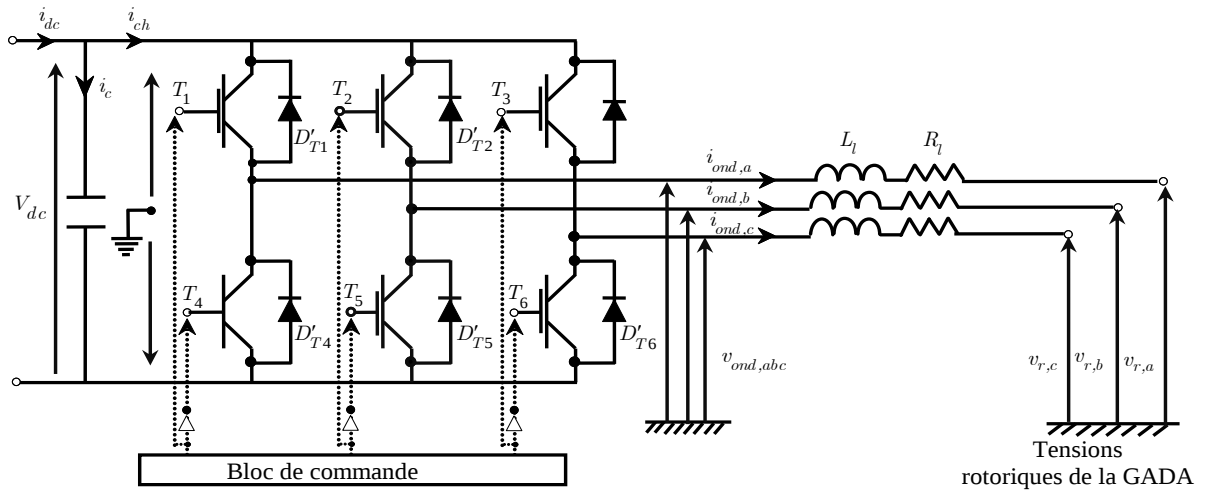


Figure III. 6 : Structure d'onduleur triphasé à MLI.

III.5.2. Représentation de l'onduleur de tension dans le système triphasé

Dans notre étude, on considère le cas idéal d'un onduleur triphasé à deux niveaux de tension qui est modélisé par des interrupteurs parfaits à commutation instantanée. .

Les tensions $v_{ond,a}, v_{ond,b}, v_{ond,c}$ qui sont reliées à la tension d'entrée continu V_{dc} et les états des interrupteurs de l'onduleur, sont donnés par :

$$\begin{bmatrix} v_{ond,a} \\ v_{ond,b} \\ v_{ond,c} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_a \\ F_b \\ F_c \end{bmatrix} \quad (III.56)$$

Avec F_i est l'état des deux interrupteurs du même bras (K_i), supposé parfait, telle que ($i = a, b, c$).

$$\begin{cases} F_i = 1 & \text{Si l'interrupteur en haut est fermé et l'interrupteur en bas est ouvert,} \\ F_i = 0 & \text{Si l'interrupteur en haut est ouvert et l'interrupteur en bas est fermé.} \end{cases}$$

En appliquant la loi des mailles entre les tensions de sortie de l'onduleur et les tensions rotoriques triphasées, nous pouvons écrire :

$$\begin{cases} L_l \frac{di_{ond,a}}{dt} + R_l i_{ond,c} = v_{ond,a} - v_{ra} \\ L_l \frac{di_{ond,b}}{dt} + R_l i_{ond,c} = v_{ond,b} - v_{rb} \\ L_l \frac{di_{ond,c}}{dt} + R_l i_{ond,c} = v_{ond,c} - v_{rc} \end{cases} \quad (III.57)$$

En remplaçant l'équation (III.56) dans l'équation (III.57), on obtient :

$$\begin{cases} v_{ra} = L_l \frac{di_{ond,a}}{dt} + R_l i_{ond,a} + \frac{2F_a - F_b - F_c}{3} V_{dc} \\ v_{rb} = L_l \frac{di_{ond,b}}{dt} + R_l i_{ond,b} + \frac{2F_b - F_a - F_c}{3} V_{dc} \\ v_{rc} = L_l \frac{di_{ond,c}}{dt} + R_l i_{ond,c} + \frac{2F_c - F_a - F_b}{3} V_{dc} \end{cases} \quad (III.58)$$

Sous la forme matricielle, l'équation (III.58) devient :

$$\begin{bmatrix} L_l & 0 & 0 \\ 0 & L_l & 0 \\ 0 & 0 & L_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ond,a} \\ i_{ond,b} \\ i_{ond,c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_l & 0 & 0 \\ 0 & R_l & 0 \\ 0 & 0 & R_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ond,a} \\ i_{ond,b} \\ i_{ond,c} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_a \\ F_b \\ F_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} \quad (III.59)$$

D'où la forme matricielle condensée :

$$\left[L_l \right] \frac{d}{dt} \left[I_{ond} \right] + \left[R_l \right] \left[I_{ond} \right] + V_{dc} \left[K \right] \left[F_{abc} \right] - \left[V_r \right] \quad (III.60)$$

Avec :

$\left[I_{ond} \right] = \left[i_{ond,a}, i_{ond,b}, i_{ond,c} \right]^T$: Vecteur des courants triphasés d'alimentation,

$\left[R_l \right]$: Résistance de la ligne (Filtre),

$\left[L_l \right]$: Inductance de la ligne (Filtre).

D'après la loi des nœuds, le courant d'entrée de l'onduleur est donné par :

$$i_{ch} = F_a i_{ond,a} + F_b i_{ond,b} + F_c i_{ond,c} \quad (III.61)$$

D'où la forme condensée suivante :

$$\begin{cases} L_l \frac{di_{ond,h}}{dt} - R_l i_{ond,h} = \left(F_h - \frac{1}{3} \sum_{k=a}^c F_k \right) \cdot V_{dc} - v_{r,h} \\ i_{ch} = \sum_{k=a}^c F_h i_{ond,k} \end{cases} \quad \text{avec : } h = a, b, c \quad (III.62)$$

III.6. Modélisation d'une ferme éolienne

Généralement, la ferme éolienne est constituée de plusieurs turbines éoliennes connectées soit en parallèle ou en sérié. Pour représenter une ferme éolienne dans le logiciel MATLAB /Simulink, deux modèles peuvent être utilisées : le modèle détaillé ou le modèle équivalent. Ces modèles sont décrits dans ce qui suit.

III.6.1. Modèle détaillé de la ferme éolienne

Le modèle détaillé de la ferme éolienne étudiée dans notre travail est constitué de douze générateurs éolien de type GADA de 2 MW chacun. Ce modèle est organisé en trois groupes avec quatre GADA dans chaque groupe. Chaque GADA génère une tension de 0,69 kV ; les GADAs d'un même groupe sont connectés en parallèle sur le jeu de barres à l'aide des transformateurs élévateurs 0,69 kV/20 kV, et de câbles de moyenne tension de 20 kV. Chaque jeu de barre est connecté au point de connexion de la ferme à l'aide de câbles de moyenne tension de 20 kV. Enfin, cette ferme est raccordée au réseau électrique via un transformateur principal de 20 kV / 66 kV. Le schéma d'un modèle détaillé de la ferme éolienne est illustré dans la Figure III. 7.

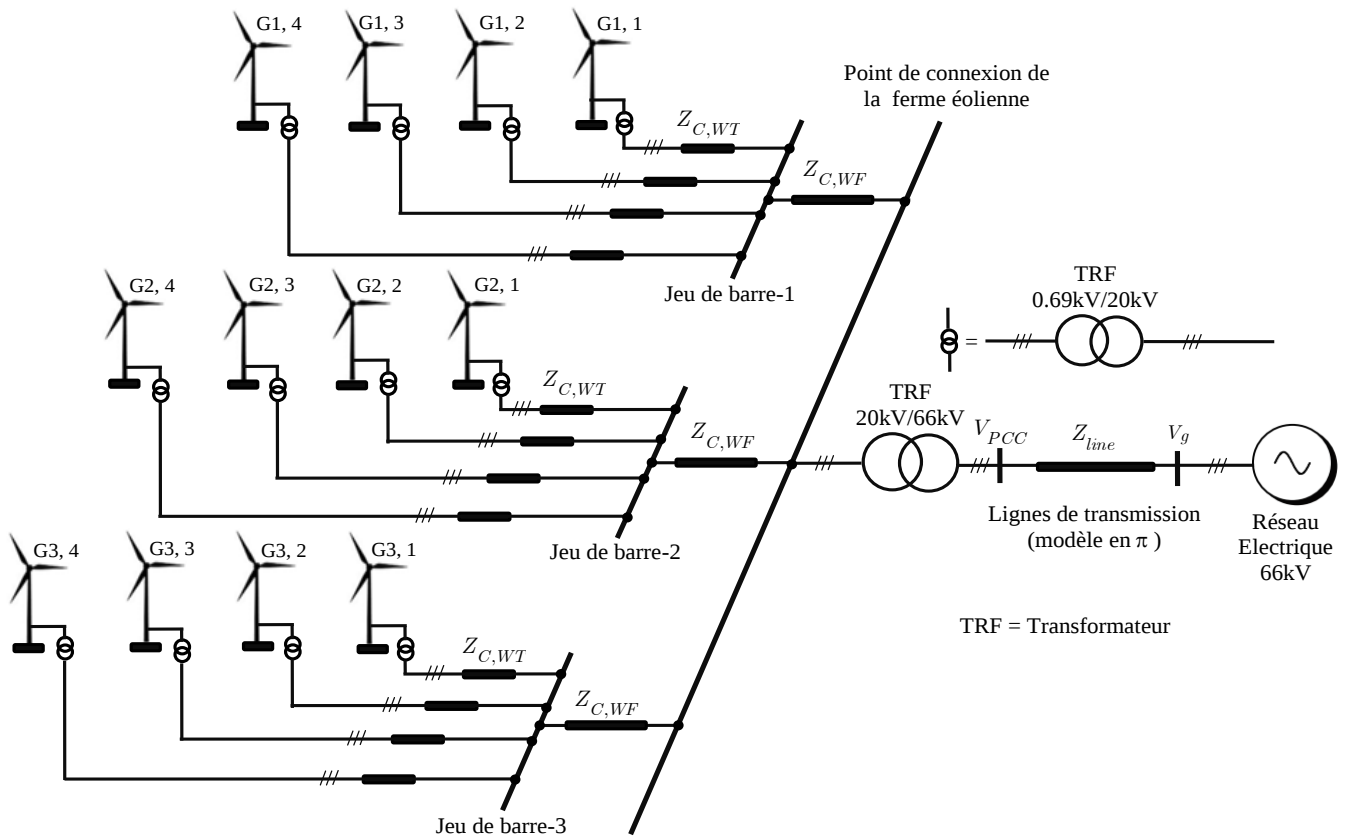


Figure III. 7 : Schéma détaillé de la ferme éolienne étudiée.

Le modèle détaillé de la ferme éolienne raccordée au réseau électrique est considéré comme une étape importante dans l'étude du comportement dynamique et l'évaluation de la réponse des puissances active et réactive de la ferme éolienne au PCC. Pour l'étude du comportement dynamique

et l'évaluation de la réponse d'une ferme éolienne, il est nécessaire de modéliser chaque éolienne de manière individuelle. De plus, le modèle détaillé est couramment utilisé comme référence pour évaluer la réponse de modèle équivalent. D'autre part, si la ferme est équipée par différents types de générateurs éoliens, sans aucun doute les paramètres mécaniques et électriques seront différents.

III.6.2. Modèle équivalent de la ferme éolienne

Dans cette section, le modèle équivalent de la ferme éolienne est présenté. Ce modèle est obtenu en utilisant les différentes méthodes d'agrégation. Le premier modèle est obtenu en utilisant la méthode d'agrégation complète de chaque groupe éolien, tandis que le second modèle est obtenu en utilisant les méthodes de semi-agrégation de chaque groupe éolien. Le but de ces méthodes est de réduire le modèle de la ferme éolienne et de représenter une réponse collective de la ferme éolienne au PCC. Le choix de la méthode d'agrégation d'une ferme éolienne est lié à la topographie et à l'emplacement des éoliennes. Grâce à ces méthodes, on obtient un modèle équivalent de la ferme éolienne moins complexe, qui peut être utilisé pour réaliser la synchronisation de la ferme éolienne au réseau électrique, le contrôle et la gestion des puissances active et réactive, en temps réel.

III.6.2.1. Paramètres mécaniques et électriques équivalents

Les paramètres du système mécanique et électrique de la ferme éolienne sont calculés en utilisant les paramètres équivalents de la turbine éolienne, de GADA, des transformateurs et des câbles.

III.6.2.1.1. Modèle équivalent des turbines éoliennes

Dans cette partie, nous nous intéressons au calcul des paramètres mécaniques équivalents de la turbine éolienne équivalente. Considérant que toutes les turbines éoliennes d'un même groupe sont identiques. Les paramètres mécaniques de la turbine éolienne équivalent de chaque groupe éolien peuvent être calculé comme suit [Zou-15, Gar-15, Wan-20, Ata-22.a] :

$$\begin{cases} H_{t,eq} = nH_t, & H_{g,eq} = nH_g \\ B_{hs,eq} = nB_{hs}, & K_{hs,eq} = nK_{hs} \end{cases} \quad (III.63)$$

Avec, respectivement :

$H_{t,eq}, H_{g,eq}$: les constantes d'inertie équivalentes de la turbine et de la génératrice
 $B_{hs,eq}, K_{hs,eq}$: l'amortissement équivalent et la rigidité équivalente du couplage mécanique.

III.6.2.1.2. Modèle équivalent des GADAs

Dans cette sous-section, nous nous intéressons maintenant au calcul des paramètres électriques équivalents de la GADA équivalente. Considérant que toutes les GADAs d'un même groupe sont identiques. Les paramètres de la GADA équivalente de chaque groupe éolien sont donnés par [Zou-15, Gar-15, Wan-20, Ata-22.a] :

$$\left\{ \begin{array}{l} R_{s,eq} = \frac{R_s}{n}, \quad R_{r,eq} = \frac{R_r}{n} \\ X_{s,eq} = \frac{X_s}{n}, \quad X_{r,eq} = \frac{X_r}{n}, \quad X_{m,eq} = \frac{X_m}{n} \\ P_{WG,j} = \sum_{i=1}^n P_{s,i} + \sum_{i=1}^n P_{r,i}, \quad Q_{WG,j} = \sum_{i=1}^n Q_{s,i} + \sum_{i=1}^n Q_{r,i} \\ P_{WF} = \sum_{j=1}^N P_{WG}, \quad Q_{WF} = \sum_{j=1}^N Q_{WG} \end{array} \right. \quad (III.64)$$

Avec, respectivement :

$R_{s,eq}, R_{r,eq}$: les résistances équivalentes du stator et du rotor,

$X_{s,eq}, X_{r,eq}, X_{m,eq}$: les réactances équivalentes du stator, rotor et mutuelle,

P_{WG}, Q_{WG} : les puissances active et réactive produites par chaque groupe éolien,

P_{WF}, Q_{WF} : les puissances active et réactive produites par la ferme éolienne,

N : le nombre des groupes éoliens.

III.6.2.1.3. Modèle équivalent des transformateurs auxiliaires

Les GADAs d'un même groupe sont connectés en parallèle sur le jeu de barres à l'aide des transformateurs auxiliaires élévateurs 0,69 kV/20 kV. Les paramètres équivalents du transformateur auxiliaire de chaque groupe éolien sont calculés comme suit [Wan-20, Ata-22.a] :

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{T,eq} = nS_{T,i} \\ X_{T,eq} = \frac{X_{T,i}}{n} \end{array} \right. \quad (III.65)$$

Avec :

$S_{T,i}$: la capacité du transformateur auxiliaire d'indice i ,

$X_{T,i}$: la réactance du transformateur auxiliaire d'indice i ,

$S_{T,eq}$: la capacité équivalent du transformateur auxiliaire d'indice j ,

$X_{T,eq}$: la réactance équivalent du transformateur auxiliaire d'indice j .

III.6.2.1.4. Modèle équivalent des câbles de connexions des GADAs

Après les transformateurs auxiliaires, les GADAs dans chaque groupe sont connectées au jeu de barre par des câbles de connexion à moyenne tension de 20 kV (voir la Figure III. 7). Chaque câble de connexion est représenté par une impédance $Z_{C,WT}$. Donc, l'impédance du câble équivalent de connexion des GADAs de chaque groupe éolien est calculée comme suit [Gar-15] :

$$Z_{C,WT,eq} = \frac{Z_{C,WT,i} \times \dots \times Z_{C,WT,n}}{\sum_{i=1}^n Z_{C,WT,i}} \quad (III.66)$$

Avec :

$Z_{C,WT,eq}$: l'impédance équivalente du câble de connexion,

$Z_{C,WT,i}$: l'impédance du câble de connexion de chaque GADA au jeu de barre.

La Figure III. 8, montre la configuration typique de modèle équivalent de la ferme éolienne.

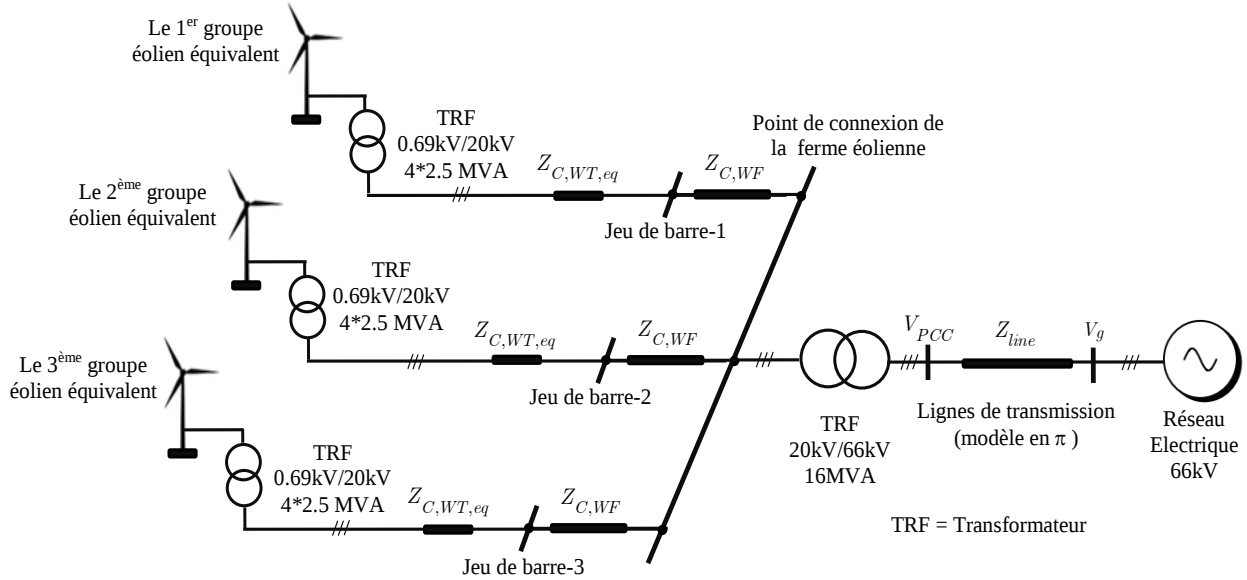


Figure III. 8 : Schéma équivalent de la ferme éolienne étudiée.

III.6.2.2. Méthode d'agrégation complète de chaque groupe éolien dans la ferme

Dans cette sous-section, le modèle équivalent d'une ferme éolienne basé sur la méthode d'agrégation complète de chaque groupe éolien est présenté. Pour les fermes éoliennes situées dans les terrains lisses ou dans les terrains plats, la répartition de la vitesse du vent est uniforme. Dans ces conditions, les éoliennes du même groupe peuvent avoir la même vitesse de vent, tandis que la vitesse du vent se diffère entre groupes. Généralement, les éoliennes ayant des vitesses de vent similaires ont les mêmes points de fonctionnement et produisent donc la même puissance. Dans ce cas, la méthode d'agrégation complète de chaque groupe permet d'avoir une représentation fidèle de la ferme éolienne, étant donné que les éoliennes d'un même groupe peuvent être représentées par une éolienne équivalente. Cette approche est basée sur l'agrégation des systèmes mécaniques et électriques des éoliennes d'un même groupe en une seule éolienne équivalente.

III.6.2.2.1. Modèle équivalent du vent

Généralement, la répartition du vent sur les éoliennes dépend de l'emplacement la ferme éolienne. Pour les fermes éoliennes situées en terrain plat ou en mer, les éoliennes sont placées en rangées. Les éoliennes placées sur les mêmes rangées présentent des vents similaires ou des petites différences de la vitesse du vent. Dans ce cas, les éoliennes peuvent être représentées par une seule éolienne équivalente, entraînée par la vitesse du vent équivalent. Cette vitesse est calculée comme suit [Fer-09, Cho-13, Ata-22.a] :

$$V_{eq} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (\text{III.67})$$

Avec :

V_{eq} : la vitesse du vent équivalent incident sur l'éolienne équivalente,

V_i : la vitesse du vent incident sur l'éolienne d'indice i ,

n : le nombre des éoliennes de groupe-éolien.

III.6.2.2.2. Modèle équivalent de la puissance aérodynamique des turbines éoliennes

D'après le calcul de la vitesse du vent équivalent, la puissance aérodynamique équivalente de chaque groupe éolien est définie par l'expression suivante [Gar-15] :

$$P_{aer,eq} = 0.5 \rho S_{eq} C_{p,eq} V_{eq}^3 \quad (\text{III.68})$$

Avec :

$P_{aer,eq}$: la puissance aérodynamique équivalente délivrée par la turbine éolienne équivalente,

S_{eq} : la surface équivalente de la turbine éolienne équivalente,

$C_{p,eq}$: le coefficient de puissance équivalent.

Où la surface de la turbine éolienne équivalente et le coefficient de puissance équivalent de chaque groupe sont calculés comme suit [Gar-15] :

$$\begin{cases} S_{eq} = \sum_{i=1}^n S_i \\ C_{p,eq} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n C_{p,i} \end{cases} \quad (\text{III.69})$$

Avec :

S_i : la surface du rotor de la turbine éolienne d'indice i ,

$C_{p,i}$: le coefficient de puissance de la turbine éolienne d'indice i .

Pour cette méthode, le couple mécanique équivalent de chaque groupe éolien est calculé par l'expression suivante :

$$T_{m,eq} = \frac{P_{aer,eq}}{\omega_{g,eq}} \quad (\text{III.70})$$

$T_{m,eq}$: le couple mécanique équivalent de turbine éolienne équivalent,

$\omega_{g,eq}$: la vitesse équivalant du rotor de génératrice.

La Figure III. 9, montre la configuration typique de modèle équivalent de la ferme éolienne basée sur la méthode d'agrégation complète.

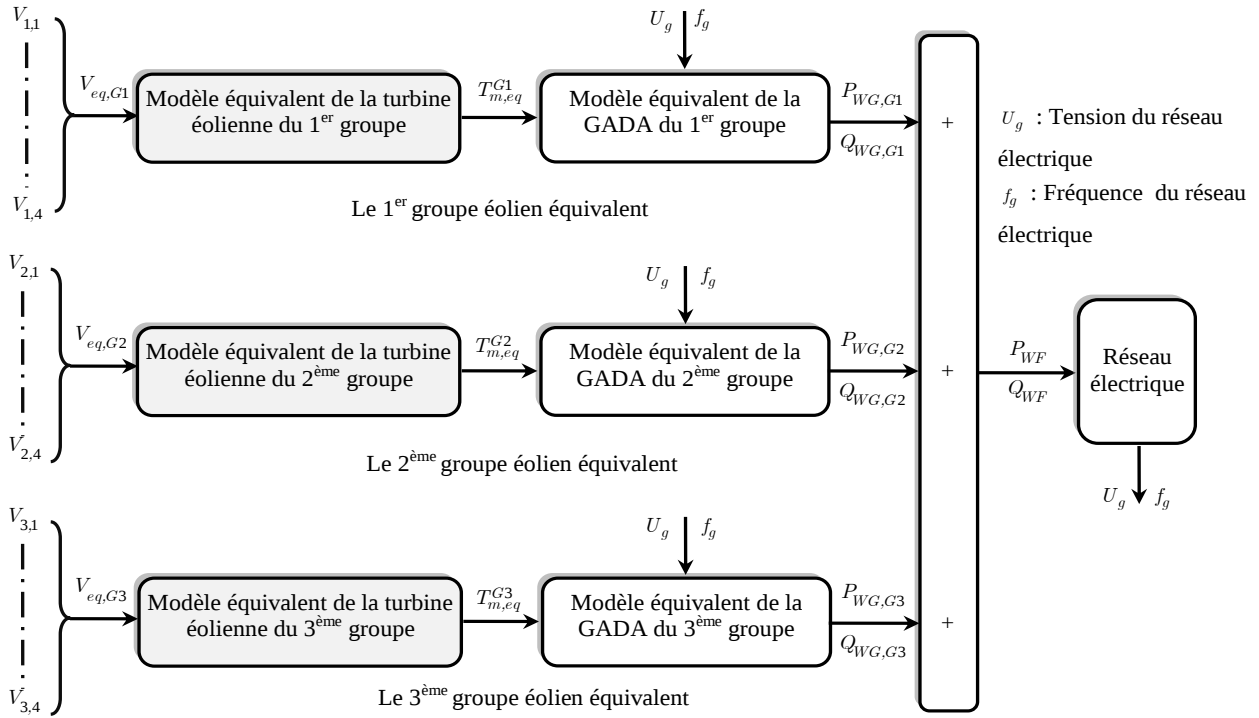


Figure III. 9 : Schéma d'un modèle équivalent de la ferme éolienne basé sur la méthode d'agrégation complète.

III.6.2.3. Méthode semi-agrégée de chaque groupe éolien dans la ferme

Dans cette sous-section, le modèle équivalent de la ferme éolienne basé sur la méthode semi-agrégée de chaque groupe éolien est présenté. Pour les fermes éoliennes situées dans les terrains difficiles ou lorsque les éoliennes sont éloignées les unes des autres, la répartition de la vitesse du vent est non-uniforme. Dans ces fermes, chaque éolienne reçoit sa propre vitesse de vent. Dans ce cas, les points de fonctionnement de la GADA peuvent varier, notamment la vitesse de rotation, la puissance active, la puissance réactive, le couple mécanique, les tensions du stator et du rotor, et les courants du stator et du rotor. Cette méthode est basée sur l'agrégation seulement des systèmes électriques tel que les GADAs, les convertisseurs de l'électronique de puissance, les transformateurs et les systèmes de contrôle, en un seul système électrique équivalent, tandis que l'ensemble des systèmes mécaniques des turbines éolienne sont simplifiés pour obtenir une puissance aérodynamique équivalente ou un couple mécanique équivalent pour chaque groupe éolien. Pour achever cette méthode, il existe deux méthodes :

1. La méthode semi-agrégée par la puissance aérodynamique,
2. La méthode semi-agrégée par le couple mécanique.

III.6.2.3.1. Méthode semi-agrégée par la puissance aérodynamique

Dans cette méthode, la puissance aérodynamique équivalente de chaque groupe éolien est calculée en sommant la puissance aérodynamique de chaque turbine éolienne. Elle est obtenue à partir des modèles simplifiés de la turbine éolienne. Pour cette méthode, la puissance aérodynamique équivalente de chaque groupe est définie par l'expression suivante [Gar-15, Mer-15] :

$$P_{aer,eq} = \sum_{i=1}^n P_{aer,i} \quad (III.71)$$

La Figure III. 10, montre la structure de la méthode semi-agrégée par la puissance aérodynamique.

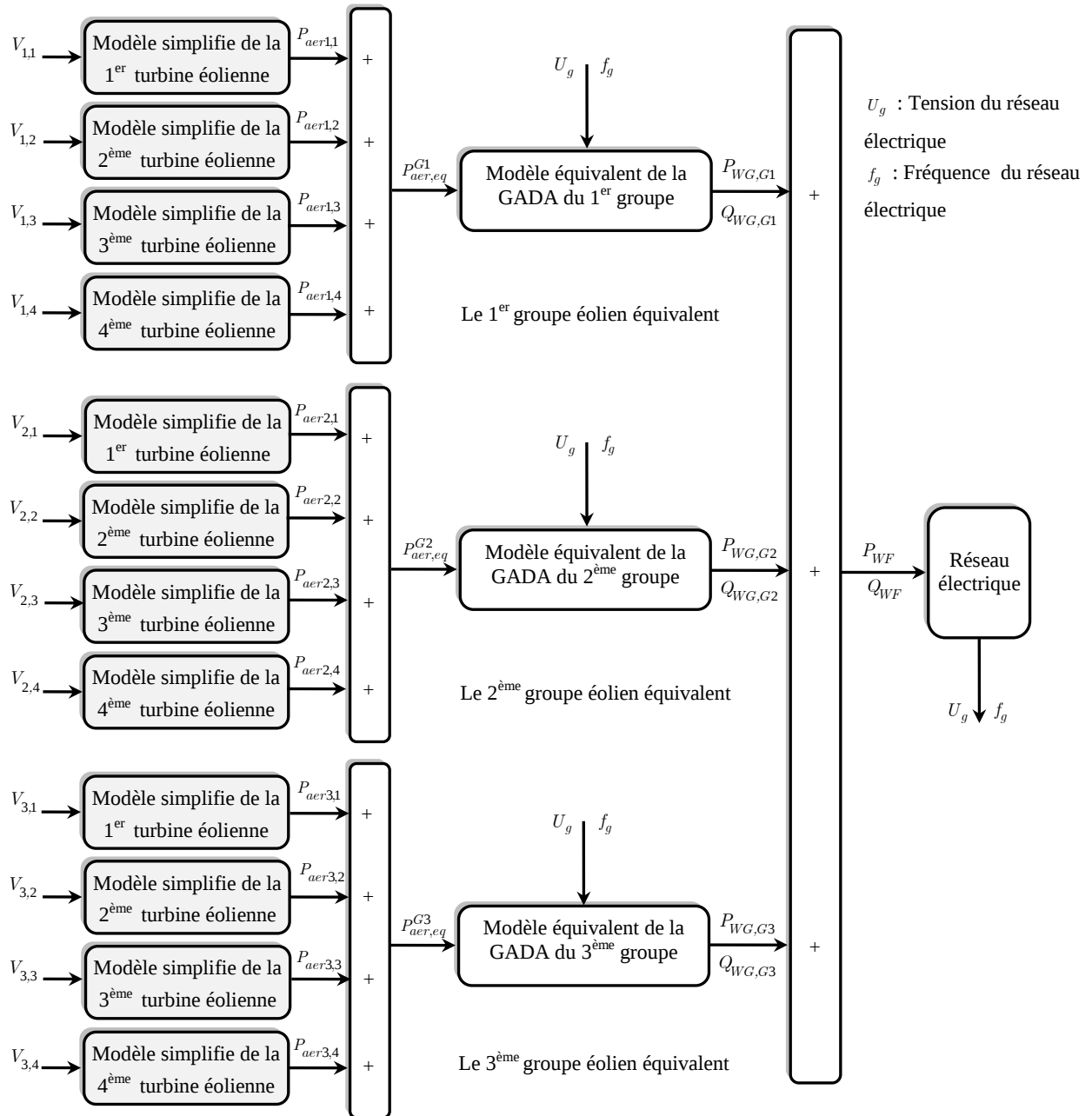


Figure III. 10 : Schéma du modèle équivalent de la ferme éolienne basé sur la méthode semi-agrégée par la puissance aérodynamique.

III.6.2.3.2. Méthode semi-agrégée par le couple mécanique

Dans cette méthode, le couple mécanique équivalent de chaque groupe éolien est calculé en sommant le couple mécanique de chaque turbine éolienne obtenue à partir de modèles simplifiés. Pour cette méthode, le couple mécanique équivalent est donné par l'expression suivante [Cho-13, Mer-15] :

$$T_{m,eq} = \sum_{i=1}^n T_{m,i} \quad (\text{III.72})$$

Avec :

$T_{m,i}$: le couple mécanique de la turbine éolienne d'indice i .

La Figure III. 11, illustre la structure de la méthode semi-agrégée par le couple mécanique.

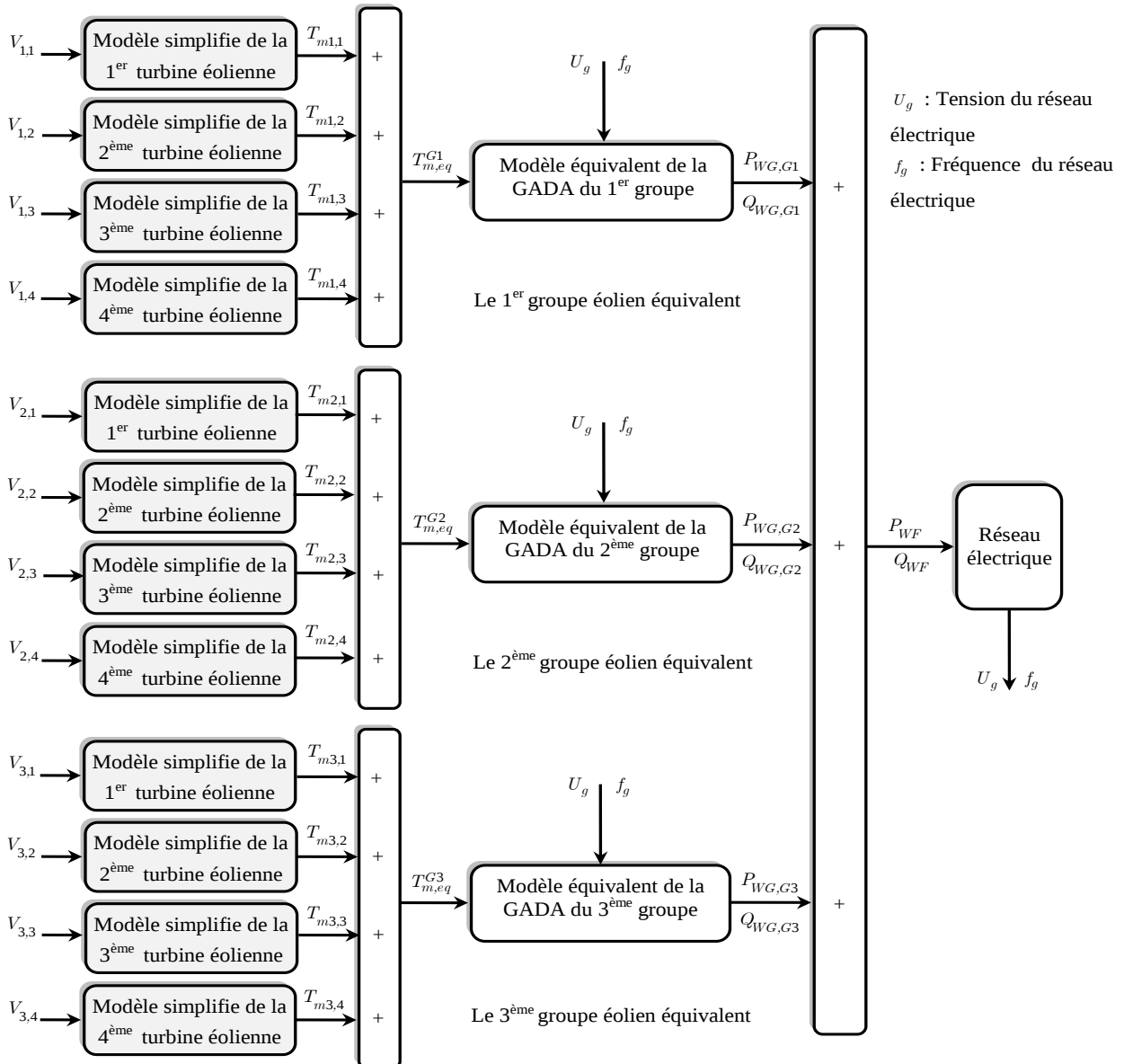


Figure III. 11 : Schéma du modèle équivalent de la ferme éolienne basé sur la méthode semi-agrégée par le couple mécanique.

III.7. Résultats de simulation

Dans ce chapitre, nous allons étudier les méthodes proposées pour représenter le modèle équivalent de la ferme éolienne en comparant leurs réponses dynamiques avec le modèle détaillé. Les modèles détaillé, et équivalent par les deux méthodes d'agrégation ont été implémentés et simulés à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink. Dans cette simulation, nous allons comparer les résultats de simulation pour deux conditions de fonctionnement :

- Fonctionnement normale (avec une distribution non uniforme de la vitesse du vent),
- Fonctionnement avec creux de tension triphasé de 40% du réseau électrique.

Les grandeurs considérées pour la comparaison sont les échanges de puissance active et réactive. Pendant la simulation l'angle d'orientation des pales de chaque GADA est fixée à 0° , pour maximiser la puissance extraite. La ferme éolienne étudiée dans notre travail est composée de 12 éoliennes à base de GADA, d'une puissance totale de 24 MW, organisées en trois groupes avec quatre éoliennes par groupe. Les paramètres de la ferme éolienne sont présentés dans l'annexe (C).

- **Fonctionnement normal** : pour le fonctionnement normal, nous avons choisi un scénario qui se rapproche de la réalité des systèmes éoliens avec des vitesses du vent peu différentes. Les profils des vitesses du vent sont représentés à la Figure III. 12.

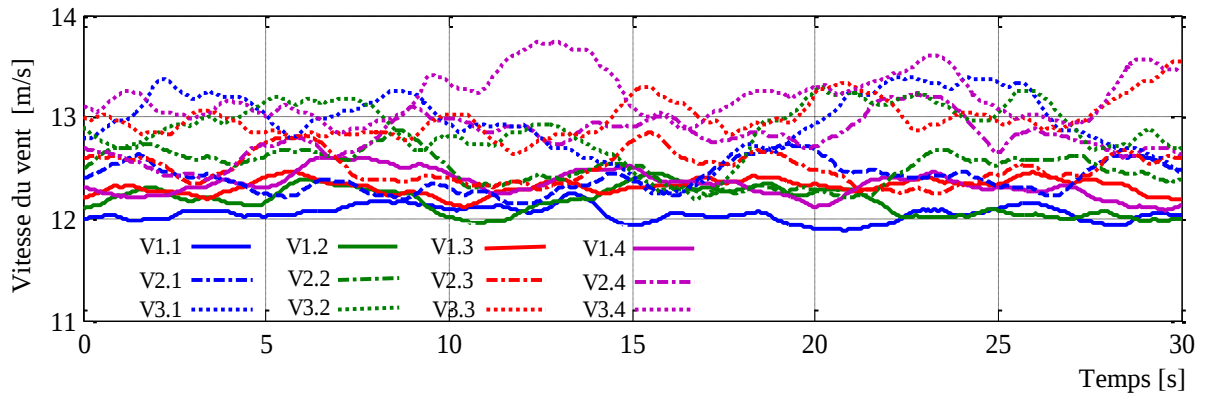


Figure III. 12 : Vitesses du vent incident sur les éoliennes.

La Figure III. 13, illustre la puissance active de chaque éolienne en utilisant le modèle détaillé.

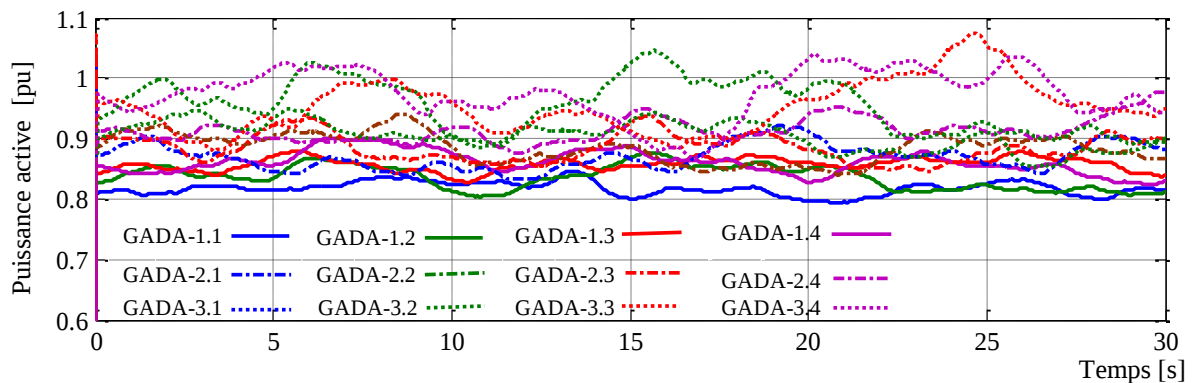


Figure III. 13 : Puissance active de chaque éolienne en utilisant le modèle détaillé.

La Figure III. 14, illustre la puissance réactive de chaque éolienne en utilisant le modèle détaillé.

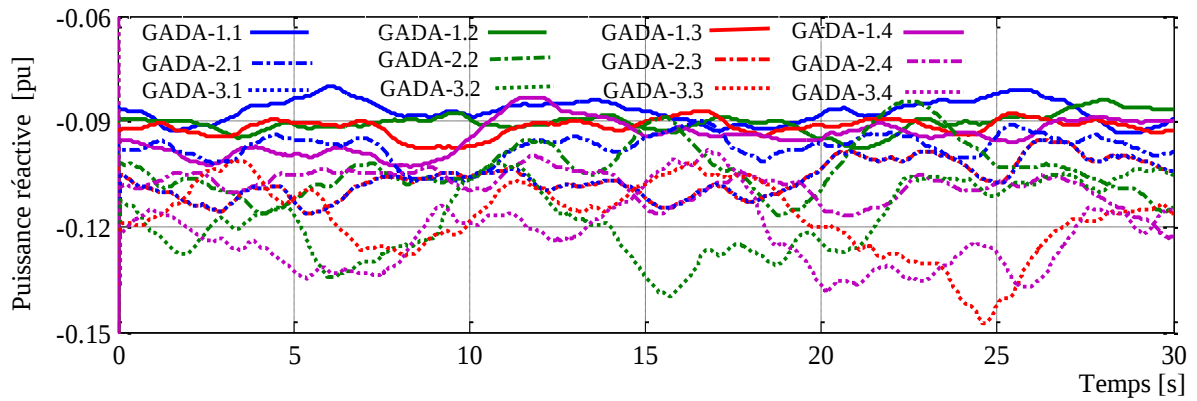


Figure III. 14 : Puissance réactive de chaque éolienne en utilisant le modèle détaillé.

La Figure III. 15, illustre une comparaison de la puissance active de la ferme éolienne dans le PCC pendant le fonctionnement normal entre le modèle détaillé et les modèles équivalents obtenus par les deux méthodes d'agrégation.

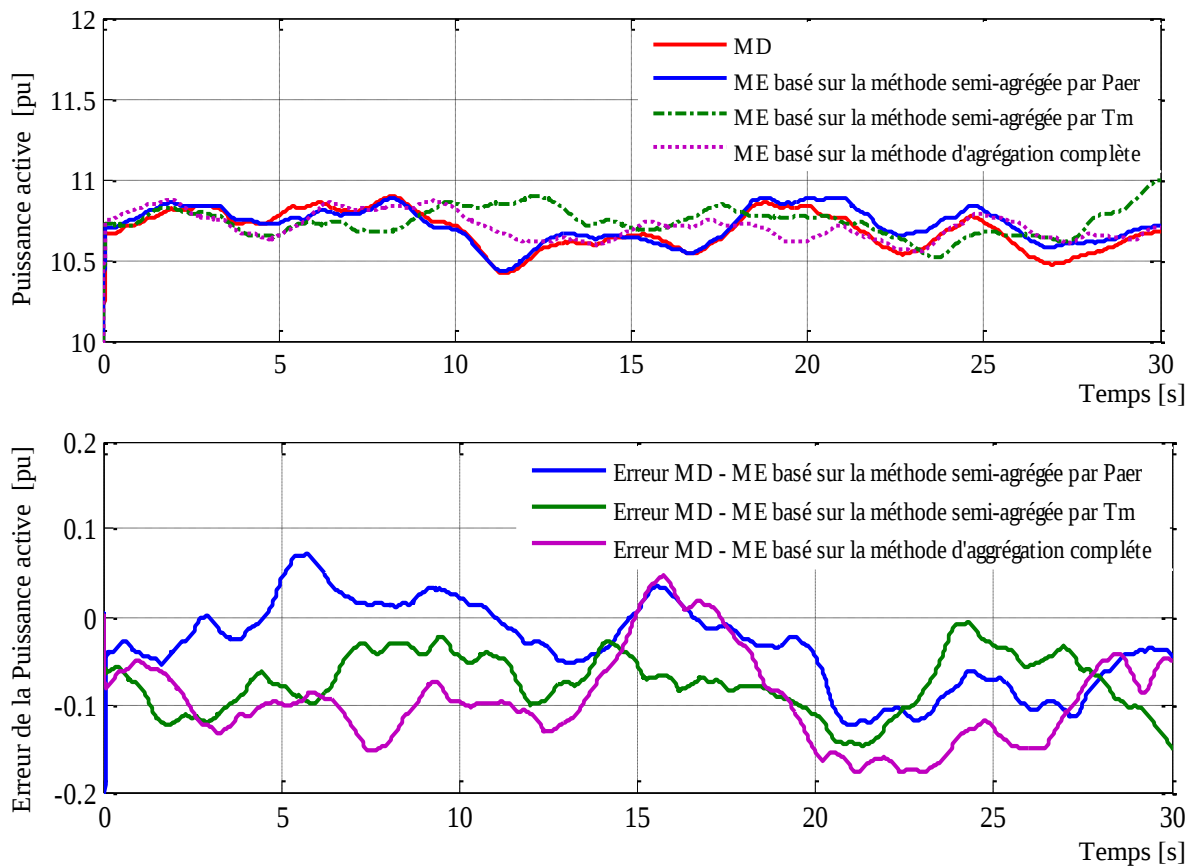


Figure III. 15 : Evaluation de la réponse dynamique de la puissance active de la ferme éolienne dans le PCC pendant le fonctionnement normal entre le modèle détaillé et les modèles équivalents obtenus par les deux méthodes d'agrégation.

La Figure III. 16, illustre une comparaison de la puissance réactive de la ferme éolienne dans le PCC pendant le fonctionnement normal entre le modèle détaillé et les modèles équivalents obtenus par les deux méthodes d'agrégation.

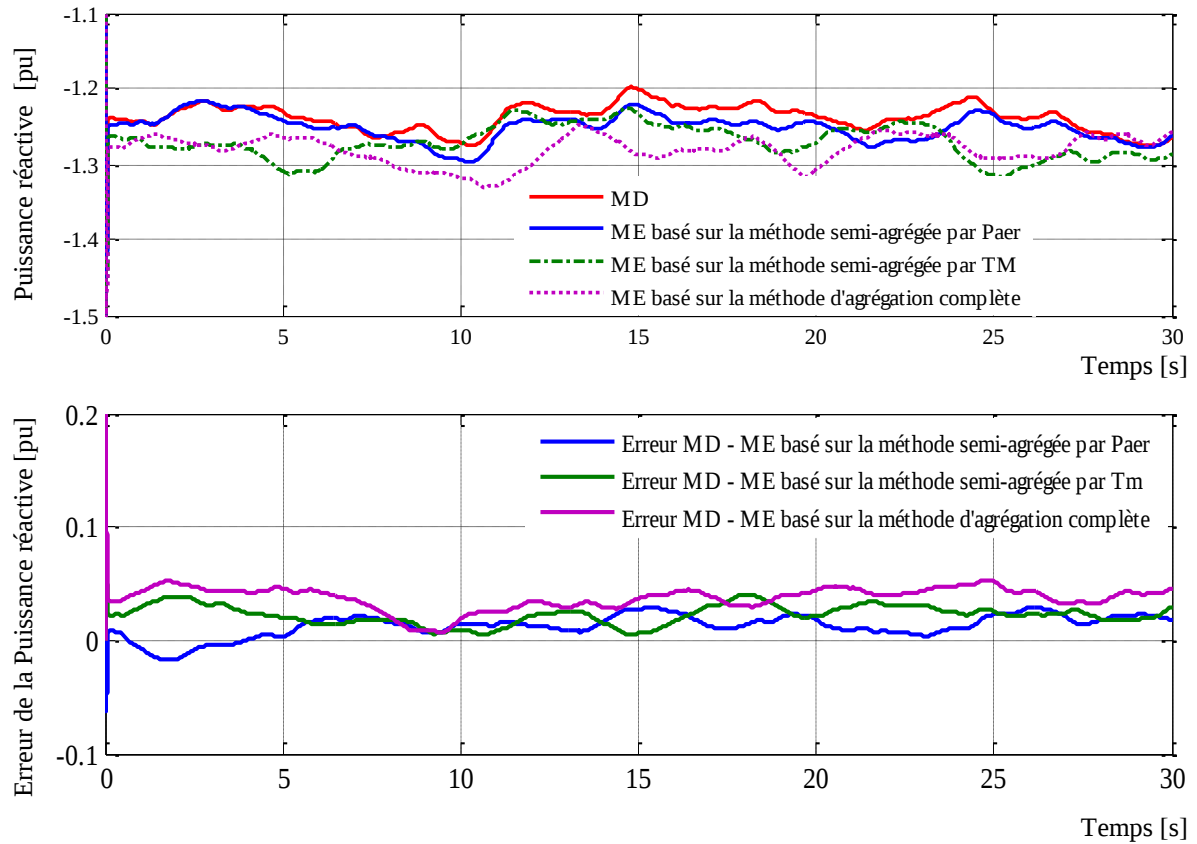


Figure III. 16 : Evaluation de la réponse dynamique de la puissance réactive de la ferme éolienne dans le PCC pendant le fonctionnement normal entre le modèle détaillé et les modèles équivalents obtenus par les deux méthodes d'agrégation. .

- **Fonctionnement avec creux de tension triphasé:** Pour évaluer la réponse dynamique d'une ferme éolienne sous une perturbation au réseau électrique, le modèle détaillé et les modèles équivalents par différentes méthodes d'agrégation ont été simulés avec un creux de tension triphasé de -40%, pendant 500 ms.

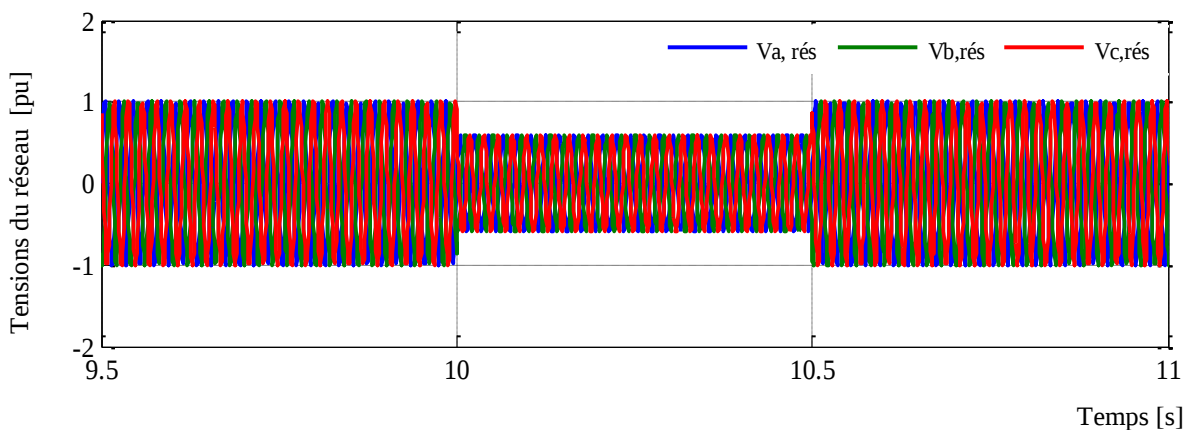


Figure III. 17 : Tensions du réseau électrique avec un creux de tension triphasé de 40%.

La Figure III. 18, illustre une comparaison de la puissance réactive de la ferme éolienne dans le PCC pendant un creux de tension de 40% entre le modèle détaillé et les modèles équivalents obtenus par les deux méthodes d'agrégation.

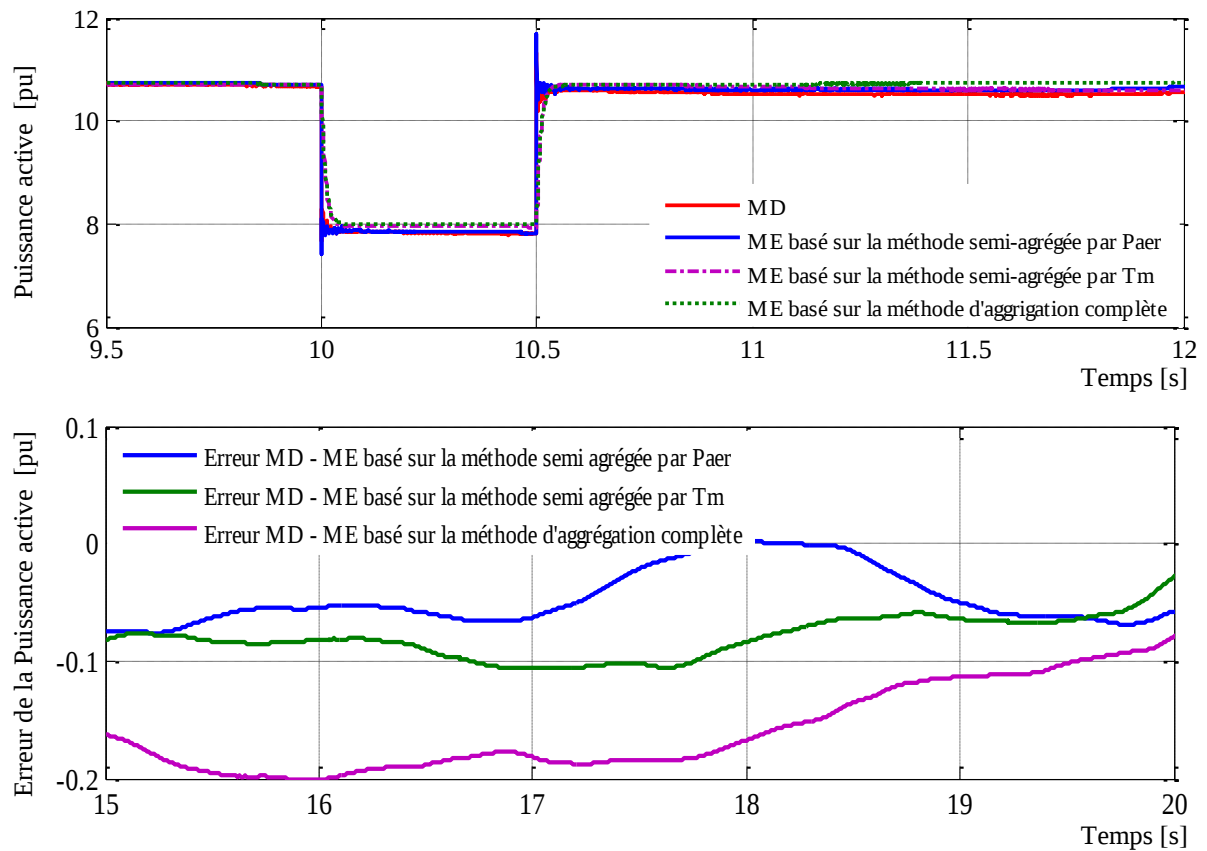
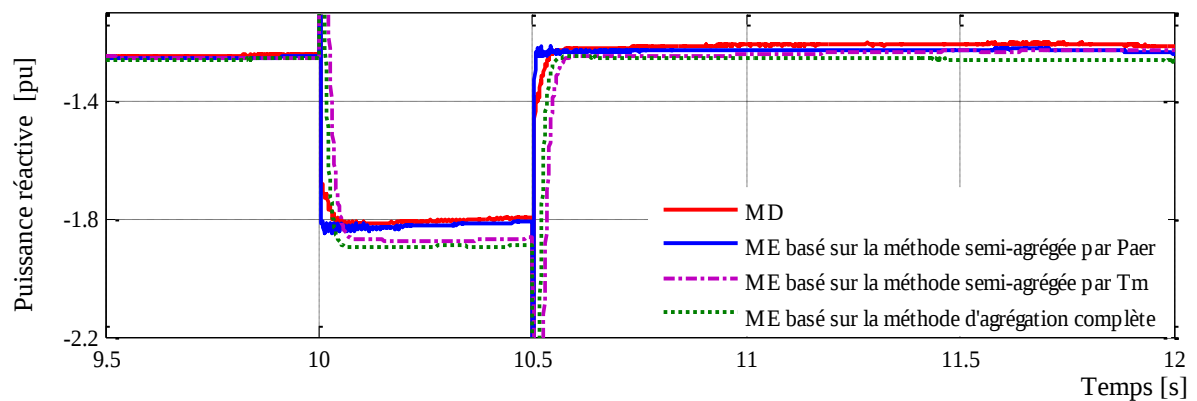


Figure III. 18 : Evaluation de la réponse dynamique de la puissance active de la ferme éolienne dans PCC pendant un creux de tension de 40% entre le modèle détaillé et les modèles équivalents obtenus par les deux méthodes d'agrégation.

La Figure III. 19, illustre la réponse de la puissance réactive de la ferme éolienne dans le PCC pendant un creux de tension de 40% en modèle détaillé et en modèle équivalent par différentes méthodes d'agrégation.



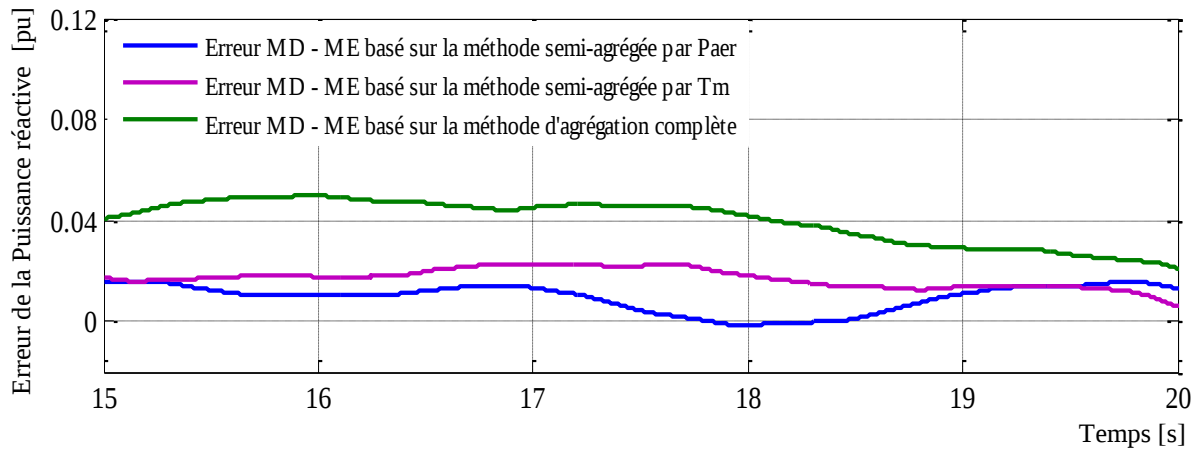


Figure III. 19 : Evaluation de la réponse dynamique de la puissance réactive de la ferme éolienne dans PCC pendant un creux de tension de 40% entre le modèle détaillé et les modèles équivalents obtenus par les deux méthodes d'agrégation.

III.8. Interprétations des résultats

L'objectif principal de l'utilisation des modèles équivalents de la ferme éolienne par différentes méthodes d'agrégation est d'évaluer le comportement dynamique de la ferme au PCC. En effet, les modèles équivalents sont des modèles moins complexes, qui peuvent être utilisés pour réaliser la synchronisation des tensions statoriques de chaque GADA avec les tensions du réseau électrique, et participer au contrôle et à la gestion des puissances injectées au réseau électrique.

Pour le fonctionnement normal, le modèle détaillé et les modèles équivalents sont évalués lors des fluctuations de la vitesse du vent, comme le montre la Figure III. 12. D'après les Figures III. 13 et III. 14, on remarque qu'une différence de production de la puissance active et réactive entre les différentes éoliennes. Cette différence est due au fait que chaque éolienne reçoit sa propre vitesse du vent.

Pour les puissances actives et réactives de la ferme éolienne au PCC, représentées par les Figures III. 15 et III. 16, on constate que les puissances actives et réactives issues des différentes méthodes d'agrégations sont proches de celle produite par le modèle détaillé et peuvent donner une très bonne approximation lorsque les vitesses des vents sont très proches. Ceci peut être observé pendant l'intervalle de temps compris entre $t=0$ s et $t=10$ s. Cependant, le modèle équivalent basé sur la méthode semi-agrégée par la puissance aérodynamique est le plus précis.

Pour le régime de fonctionnement perturbé par le creux de tension du réseau électrique, représenté par les Figures III.18 et III.19, on remarque que les puissances actives et réactives de la ferme éolienne au PCC issues du modèle équivalent basé sur la méthode semi-agrégée par la puissance aérodynamique sont plus proches des puissances délivrées par le modèle détaillé, ce qui confirme une deuxième fois que ce modèle permet une approximation précise de la réponse collective de la ferme éolienne.

III.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé la modélisation d'une ferme éolienne à base des machines électriques de type GADA. Dans la première partie et en utilisant le modèle de Park, nous avons exprimé le modèle complet de la GADA d'ordre 5^{ème} en système par-unité. Ensuite et en se basant sur la théorie de négliger les variations des flux statoriques, nous avons développé un modèle du 3^{ème} ordre, dont la complexité a été bien réduite. Après une série de simulations comparatives entre les deux modèles, nous avons confirmé que le modèle du 3^{ème} ordre se rapproche du modèle du 5^{ème} ordre, où le régime transitoire des courants et du couple électromagnétique sont plus stable.

La deuxième partie représente la modélisation des convertisseurs statiques d'électronique de puissance utilisés dans le but d'avoir une tension de bus continu stable et par la suite contrôler les puissances active et réactive de la GADA.

Ensuite, nous avons présenté le modèle détaillé et les modèles équivalents de la ferme éolienne. Les modèles équivalents sont développés en se basant sur différentes méthodes d'agrégation. Après une série de simulation et analyse des résultats, on peut conclure que le modèle équivalent de la ferme éolienne basé sur la méthode semi-agrégée par la puissance aérodynamique est très proches de celle du modèle détaillé, quel que soit le mode de fonctionnement.

En matière de développement des modèles équivalents, le modèle équivalent basé sur la méthode d'agrégation complète est le modèle le plus simple à développer, et il nous offre une précision très satisfaisante en cas la distribution uniforme de la vitesse du vent. De plus, il réduit efficacement le temps de calcul. D'un autre côté, il est fortement recommandé d'utiliser le modèle équivalent basé sur les méthodes semi-agrégée pour les fermes éoliennes qui reçoivent un vent non uniforme avec des fluctuations importantes.

Concernant le temps de simulation, nous avons remarqué une réduction importante du temps de calcul en utilisant le modèle équivalent d'une ferme éolienne au lieu du modèle détaillé aussi bien pour le fonctionnement normal que pour le fonctionnement perturbé par le réseau électrique.

Chapitre IV:

Synchronisation d'une ferme éolienne à base des

GADAs avec le réseau électrique

IV.1. Introduction.....	101
IV.2. Synchronisation d'une ferme éolienne avec le réseau électrique.....	101
IV.2.1. Processus de synchronisation du réseau électrique.....	101
IV.2.2. Modèle du 3 ^{ème} ordre de la GADA pour la synchronisation.....	102
IV.3. Commande du convertisseur côté réseau.....	103
IV.3.1. Commande vectorielle avec découplage par compensation.....	104
IV.3.2. Boucle interne de régulation des courants du CCR.....	105
IV.3.3. Boucle externe de régulation de la tension du bus continu.....	108
IV.3.4. PLL conventionnelle pour la synchronisation de la GADA avec le réseau électrique...110	
IV.4. Commande du convertisseur côté machine pour la synchronisation.....	111
IV.4.1. Commande du convertisseur côté machine par le contrôleur PI.....	112
IV.4.2. Schéma bloc de la commande de la GADA pour la synchronisation par le contrôleur PI.....	115
IV.4.3. Commande du convertisseur côté machine par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (IBSC).....	117
IV.4.3.1. 1 ^{er} étape : Définition des erreurs de suivi.....	117
IV.4.3.2. 2 ^{ème} étape : Choix de la fonction de Lyapunov pour assurer la stabilité du système.....	117
IV.4.3.3. 3 ^{ème} étape : Détermination des lois de commande pour les courants rotoriques.....	118
IV.4.4. Schéma bloc de la commande de la GADA pour la synchronisation par le contrôleur IBSC.....	119
IV.5. Schéma bloc de la commande des GADAs pour la synchronisation avec le réseau électrique.	120
IV.6. Résultats de simulation.....	120
IV.6.1. Résultats de simulation du CCR et interprétations.....	121
IV.6.2. Résultats de simulation du CCM et interprétations.....	122
IV.7. Conclusion.....	126

IV.1. Introduction

Dans le processus d'utilisation de l'énergie éolienne, l'éolienne de type GADA est connectée au réseau électrique en deux étapes ; la première étape concerne la synchronisation, alors que la deuxième s'occupe du contrôle des puissances active et réactive.

La synchronisation entre les tensions du stator de chaque GADA et les tensions du réseau électrique joue un rôle très important dans la réduction des contraintes sur les composants mécaniques et électriques du système de conversion de l'énergie éolienne. De plus, la synchronisation aide à prévenir les perturbations du réseau électrique [Gom-02]. Dans le système de conversion de l'énergie éolienne basé sur la GADA, les conditions de synchronisation de la tension statorique doit être vérifiée avant la connexion au réseau électrique. Dans ce contexte, il y a plusieurs méthodes qui ont été proposés [Xio-19, Won-08, Sus-13, Tap-09, Sad-17, Adb-17, Zha-20].

Pour le contrôle des puissances active et réactive générées par les GADAs, plusieurs méthodes ont été proposées, telles que l'orientation du flux du stator, l'orientation de la tension du stator, le contrôle direct du couple (*En anglais : Direct Torque Control (DTC)*) et le contrôle direct de la puissance (*Direct Power Control (DPC)*) [Tre-11, Hu-06, Moh-14].

Dans ce chapitre, nous allons développer le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA qui sera utilisé pour la synchronisation des GADAs avec le réseau électrique. Puis, nous allons proposer un contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale, afin d'améliorer et d'accélérer la synchronisation les tensions statoriques des GADAs à la tension du réseau électrique.

IV.2. Synchronisation d'une ferme éolienne avec le réseau électrique

IV.2.1. Processus de synchronisation du réseau électrique

Au démarrage, les contacteurs entre les stators des GADAs et le réseau électrique sont ouverts pour vérifier la synchronisation qui doit être faite avec précision. Les conditions de synchronisation sont assurées en vérifiant les mêmes tensions, les mêmes fréquences et les mêmes déphasages entre les stators des GADAs et le réseau électrique.

Chaque stator de la GADA doit avoir les mêmes conditions que pour le réseau électrique, afin d'éviter l'impact des GADAs sur le réseau électrique lors les conditions de synchronisation sont déséquilibrées. De plus, le but de la synchronisation de la GADA au réseau électrique est de réduire les contraintes sur les composants électriques et mécaniques de la turbine éolienne et d'éviter les perturbations dans le système d'alimentation. En effet, les contacteurs entre les stators des GADAs et le réseau électrique se fermeront lorsque les tensions statoriques des GADAs deviendront identiques aux tensions du réseau électrique.

IV.2.2. Modèle du 3^{ème} ordre de la GADA pour la synchronisation

Dans le but de synchroniser la tension générée par le stator de la GADA avec celle du réseau, il est évidemment nécessaire de suivre en permanence la tension du réseau électrique $\vec{V}_g$. Lorsque le stator est déconnecté du réseau électrique, un nouveau référentiel ($d' - q'$) est défini, comme illustré sur la Figure IV. 1, où l'axe en quadrature (q') est choisi colinéaire avec la tension de réseau [Sus-13, Tap-09, Ker-17, Ata-22.b].

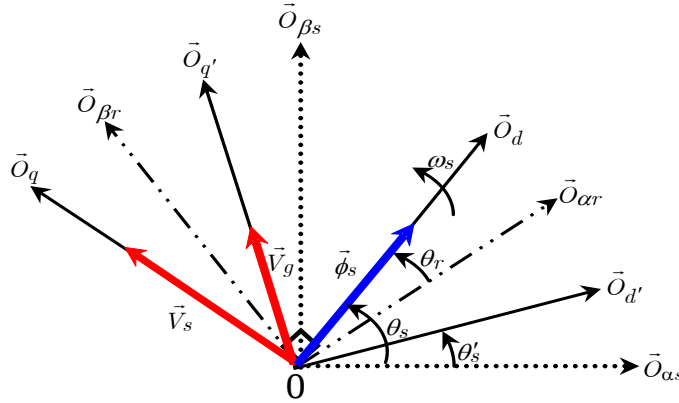


Figure IV. 1 : Orientation de la tension statorique dans le repère diphasé pour la synchronisation.

Lorsque le stator de la GADA est déconnecté du réseau électrique, les courants du stator sont égaux à zéro. Dans ce cas, le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA, exprimé par les équations (III.41) et (III.44) lors de la synchronisation peut être défini comme suit :

▪ **Pour le stator :**

$$\begin{cases} v_{sd} = E'_d \\ v_{sq} = E'_q \end{cases} \quad (\text{IV.1})$$

▪ **Pour le rotor :**

$$\begin{cases} \frac{dE'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_o} E'_d + g \cdot \omega_s E'_q - \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq} \\ \frac{dE'_q}{dt} = -\frac{1}{T'_o} E'_q - g \cdot \omega_s E'_d + \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd} \end{cases} \quad (\text{IV.2})$$

▪ **Relations électromagnétiques de la GADA lors de la synchronisation :**

$$\begin{cases} \phi_{sd} = X_m i_{rd} \\ \phi_{sq} = X_m i_{rq} \end{cases} \quad (\text{IV.3})$$

$$\begin{cases} \phi_{rd} = X_r i_{rd} \\ \phi_{rq} = X_r i_{rq} \end{cases} \quad (\text{IV.4})$$

En utilisant l'équation (IV.4) et la relation (III.22) définie dans le chapitre (III), on obtient :

$$\begin{cases} E'_d = -X_m i_{rq} \\ E'_q = X_m i_{rd} \end{cases} \quad (IV.5)$$

En remplaçant l'équation (IV.5) dans l'équation (IV.1), les tensions statoriques sont obtenus par :

$$\begin{cases} v_{sd} = -X_m i_{rq} \\ v_{sq} = X_m i_{rd} \end{cases} \quad (IV.6)$$

En utilisant les équations (IV.1) et (IV.2), la dérivée des deux côtés de l'équation (IV.6) conduit à l'expression suivante :

$$\begin{cases} -X_m \frac{di_{rq}}{dt} = \frac{X_m}{T'_o} i_{rq} + g\omega_s X_m i_{rd} - \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq} \\ X_m \frac{di_{rd}}{dt} = -\frac{X_m}{T'_o} i_{rd} + g\omega_s X_m i_{rq} + \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd} \end{cases} \quad (IV.7)$$

Donc, l'équation (IV.7) devient :

$$\begin{cases} \frac{di_{rd}}{dt} = -\frac{\omega_s R_r}{X_r} i_{rd} + g\omega_s i_{rq} + \frac{\omega_s}{X_r} v_{rd} \\ \frac{di_{rq}}{dt} = -\frac{\omega_s R_r}{X_r} i_{rq} - g\omega_s i_{rd} + \frac{\omega_s}{X_r} v_{rq} \end{cases} \quad (IV.8)$$

IV.3. Commande du convertisseur côté réseau

Le CCR est connecté entre le bus continu et le réseau électrique à travers un filtre (R_f, L_f). Les deux principaux rôles de ce convertisseur sont : le maintien de la tension du bus continu à une valeur constante et le maintien du facteur de puissance unitaire au PCC. Le modèle du CCR dans le repère de Park est donné par [Sai-21] :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_{ld}}{dt} = -R_f i_{ld} + \omega_s L_f i_{lq} - v_{fd} + v_{ld} \\ L_f \frac{di_{lq}}{dt} = -R_f i_{lq} - \omega_s L_f i_{ld} - v_{fq} + v_{lq} \\ C \frac{dv_{dc}}{dt} = i_{dc} - i_{ch} \end{cases} \quad (IV.9)$$

En appliquant la transformation de LAPLACE sur l'équation (IV.9), on obtient :

$$\begin{cases} i_{ld} = \frac{1}{R_f} \frac{1}{1 + T_{r,f} \cdot s} (v_{ld} + \omega_s L_f i_{lq} - v_{fd}) \\ i_{lq} = \frac{1}{R_f} \frac{1}{1 + T_{r,f} \cdot s} (v_{lq} - \omega_s L_f i_{ld} - v_{fq}) \end{cases} \quad (IV.10)$$

Où $T_{r,f}$ est la constante de temps électrique du filtre définie par :

$$T_{r,f} = \frac{L_f}{R_f}$$

À partir de l'équation (IV.10), nous pouvons tracer le schéma bloc du model simplifié du redresseur à MLI suivant la Figure IV. 2.

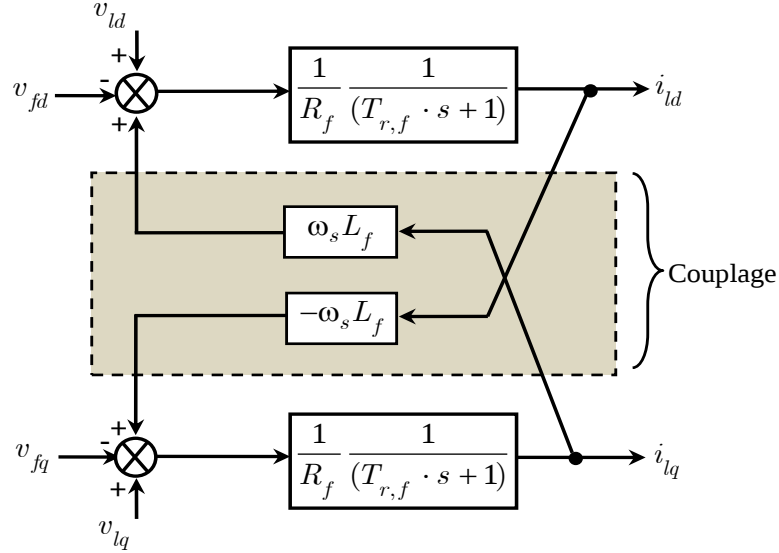


Figure IV. 2 : Modèle des courants du CCR.

IV.3.1. Commande vectorielle avec découplage par compensation

Avant de faire le réglage des courants absorbés par le CCR, il est nécessaire de réaliser un découplage pour commander séparément les courants. Dans ce cas, nous utilisons aussi le découplage par compensation. Le découplage permet d'écrire les équations de redresseur et de la partie régulation d'une manière simple et ainsi de calculer aisément les coefficients des correcteurs.

L'équation (IV.9) peut s'écrire :

$$\begin{cases} v_{fd,1} = v_{ld} - v_{fd} + f_{em,ld} \\ v_{fq,1} = v_{lq} - v_{fq} + f_{em,lq} \end{cases} \quad (IV.11)$$

Avec :

$$\begin{cases} v_{fd,1} = L_f \frac{di_{ld}}{dt} + R_f i_{ld} \\ v_{fq,1} = L_f \frac{di_{lq}}{dt} + R_f i_{lq} \end{cases} \quad (IV.12)$$

Et :

$$\begin{cases} f_{em,ld} = \omega_s L_f i_{lq} \\ f_{em,lq} = -\omega_s L_f i_{ld} \end{cases} \quad (IV.13)$$

À partir (IV.11), nous pouvons tracer le schéma bloc du model simplifié du redresseur à MLI suivant la Figure (IV. 3).

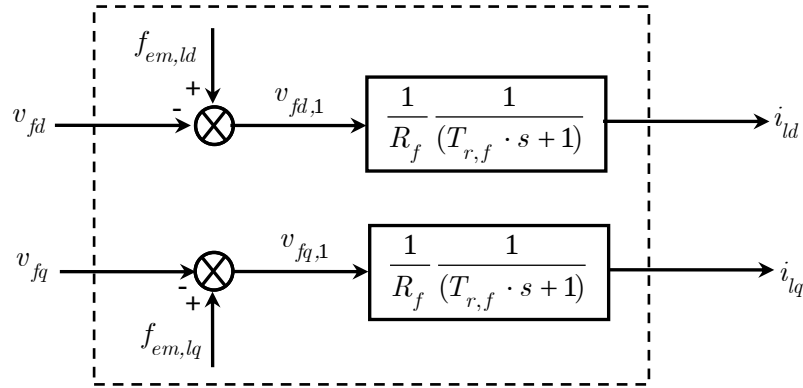


Figure IV. 3 : Modèle simplifié des courants du CCR.

IV.3.2. Boucle interne de régulation des courants du CCR

Les termes $f_{em,ld}$ et $f_{em,lq}$, correspondent aux termes de couplage entre les axes (d) et (q). La solution proposée consiste à ajouter des tensions identiques mais de signes opposés à la sortie des correcteurs de courants de manière à séparer les boucles de régulation d'axes (d) et (q). Comme le montre la Figure IV. 4.

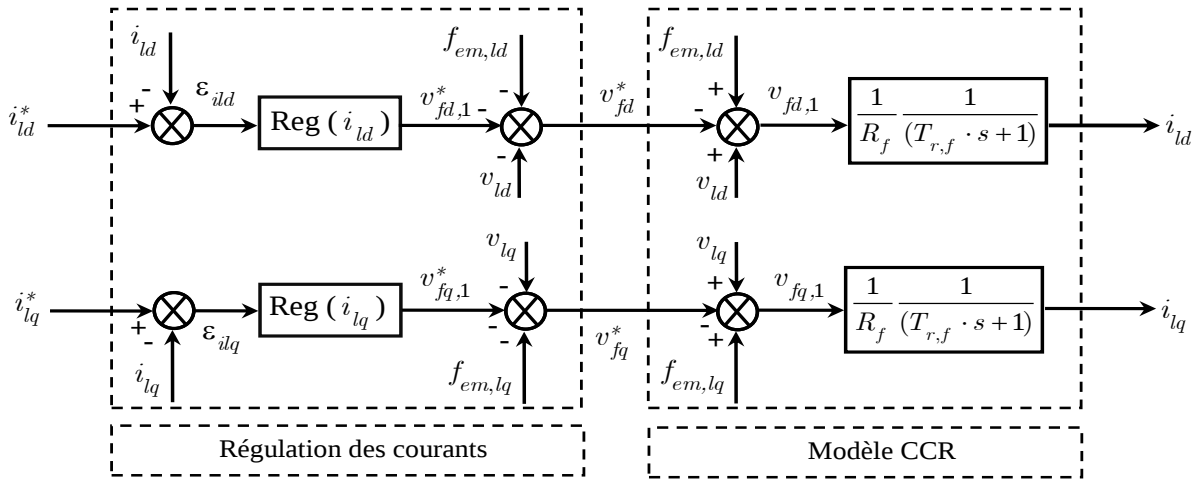


Figure IV. 4 : Contrôle des courants avec découplage par addition des termes de compensation.

Pour la commande vectorielle, nous allons choisir un repère tournant de Park de telle sorte que le vecteur de la tension du réseau électrique est orienté suivant l'axe en quadrature, c'est-à-dire, sa composante directe soit nulle [Meg-17] :

$$\begin{cases} v_{ld} = 0 \\ v_{lq} = V_l \end{cases} \quad (IV.14)$$

Les expressions des puissances active et réactive du CCR sont données par :

$$\begin{cases} P_f = V_{lq} i_{lq} \approx V_{dc} i_{dc} \\ Q_f = V_{lq} i_{ld} = 0 \end{cases} \quad (IV.15)$$

Les courants de référence i_{ld}^* et i_{lq}^* sont respectivement issus du bloc de contrôle de la tension du bus continu et du contrôle de la puissance réactive au point de connexion du CCR avec le réseau électrique.

A partir de l'équation (IV.15), il est alors possible d'imposer les courants de référence en connaissant les puissances active et réactive de référence:

$$\begin{cases} i_{lq}^* = \frac{P_f^*}{V_l} \\ i_{ld}^* = \frac{Q_f^*}{V_l} \end{cases} \quad (IV.16)$$

D'après le modèle des puissances (IV.16), la composante directe du courant est utilisée pour contrôler la puissance réactive du CCR et la composante en quadrature est utilisée pour réguler la tension du bus continu. Pour la synchronisation des GADAs avec réseau électrique, la référence de la puissance réactive est égale zéro ($Q_f^* = 0$ VAr).

D'après le découplage, nous aboutissons alors aux schémas blocs simples et identiques pour les deux axes. Ces schémas blocs sont représentés dans les Figures IV. 5 et IV. 6.

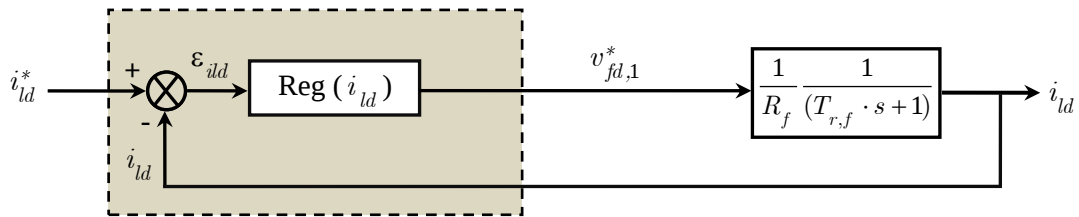


Figure IV. 5 : Boucle de régulation du courant i_{ld} après découplage.

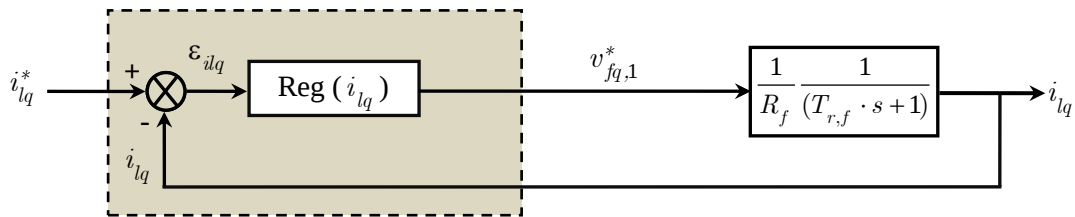


Figure IV. 6 : Boucle de régulation du courant i_{lq} après découplage.

▪ Synthèse des correcteurs

Le contrôleur PI utilisé pour contrôler les courants direct et en quadrature absorbés par le CCR est simple et rapide à mettre en œuvre tout en offrant des performances acceptables. Ce type de correcteur assure une erreur statique nulle grâce à l'action d'intégration, tandis que la rapidité de temps de réponse est établie par l'action proportionnelle. Le calcul des gains des correcteurs est effectué à l'aide du principe d'imposition des pôles.

▪ **Correcteur du courant absorbé i_{ld}**

Le correcteur du courant direct fournit la tension $v_{fd,1}^*$ nécessaire au maintien de la puissance réactive

à sa valeur de référence. Suivant la Figure IV. 5, la fonction de transfert $\frac{i_{ld}}{v_{ld,1}^*}$ est donnée par :

$$\frac{i_{ld}}{v_{ld,1}^*} = \frac{A_{r,f}}{(T_{r,f} \cdot s + 1)} \quad (\text{IV.17})$$

Avec :

$$\begin{cases} A_{r,f} = \frac{1}{R_r} \\ T_{r,f} = \frac{L_r}{R_r} \end{cases}$$

La boucle de régulation du courant i_{ld} est représentée par la Figure IV. 7.

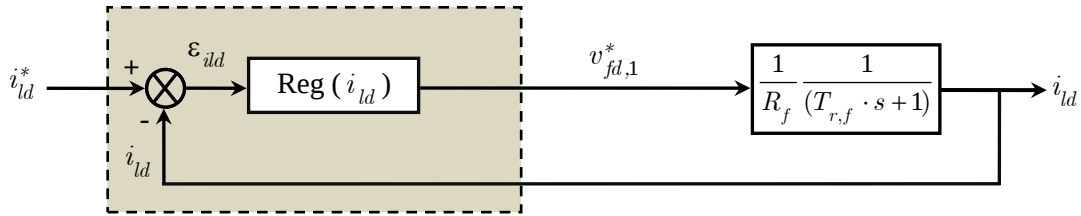


Figure IV. 7 : Schéma bloc de régulation du courant i_{ld} .

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée comme suit :

$$FTBF = \frac{i_{ld}}{i_{ld}^*} = \frac{\frac{A_r}{T_r} (K_{p,ild} \cdot s + K_{i,ild})}{s^2 + s \cdot \left(\frac{1 + A_{r,f} \cdot K_{p,ild}}{T_{r,f}} \right) + \frac{A_{r,f} \cdot K_{i,ld}}{T_{r,f}}} \quad (\text{IV.18})$$

Le dimensionnement du correcteur est fait à l'aide du principe d'imposition des pôles. Comme le polynôme caractéristique de l'équation (IV.18) est du deuxième ordre, nous imposons deux pôles à partie réelle négative. Pour le quel de dénominateur des fonctions de transfert correspondantes est de la forme :

$$D(s) = s^2 + 2 \cdot \xi \cdot \omega_0 \cdot s + \omega_0^2 \quad (\text{IV.19})$$

Par identification entre les équations (IV.18) et (IV.19), nous obtenons les paramètres suivants du correcteur PI :

Tableau IV. 1 : Paramètres du correcteur du courant d'axe direct.

	$K_{p,ld}$	$K_{i,ld}$
Correcteur PI	$(2 \cdot \xi \cdot T_{r,f} \cdot \omega_0 - 1) / A_{r,f}$	$T_{r,f} \cdot \omega_0^2 / A_{r,f}$

▪ **Correcteur du courant absorbé i_{lq}**

Le correcteur du courant en quadrature fournit la tension $v_{fq,1}^*$ nécessaire au maintien de la tension

du bus continu à sa valeur de référence. D'après la Figure IV. 6, la fonction de transfert $\frac{i_{lq}}{v_{lq,1}^*}$ est

donnée par :

$$\frac{i_{lq}}{v_{lq,1}^*} = \frac{A_{r,f}}{(T_{r,f} \cdot s + 1)} \quad (IV.20)$$

La boucle de régulation du courant i_{lq} est représentée par la Figure IV. 8.

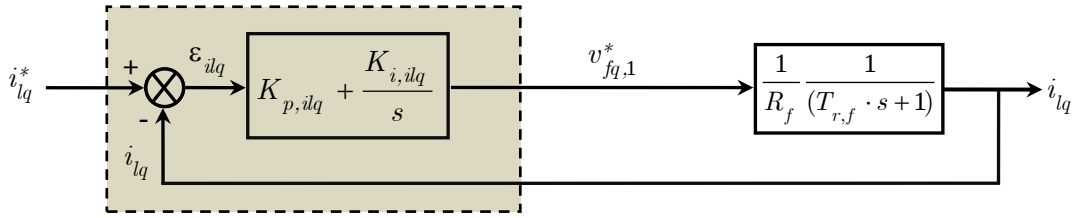


Figure IV. 8 : Schéma bloc de régulation du courant i_{lq} .

Les mêmes calculs effectués pour le correcteur du courant i_{ld} sont appliqués à ce correcteur. Par imposition des pôles en boucle fermée, nous obtenons les paramètres du correcteur PI :

Tableau IV. 2 : Paramètres du correcteur du courant d'axe en quadrature.

	$K_{p,ilq}$	$K_{i,ilq}$
Correcteur PI	$(2 \cdot \xi \cdot T_{r,f} \cdot \omega_0 - 1) / A_{r,f}$	$T_{r,f} \cdot \omega_0^2 / A_{r,f}$

IV.3.3. Boucle externe de régulation de la tension du bus continu

A partir de l'équation (IV. 9) et d'après la transformée de LAPLACE, nous pouvons exprimer la relation entre les courants mis en jeu sur le bus continu :

$$V_{dc} = \frac{1}{C \cdot s} (i_{dc} - i_{ch}) \quad (IV.21)$$

Le modèle dynamique du circuit du bus continu aide pour le calcul de la fonction de transfert de la tension du bus continu, il est représenté par la Figure IV. 9 [Bou-09].

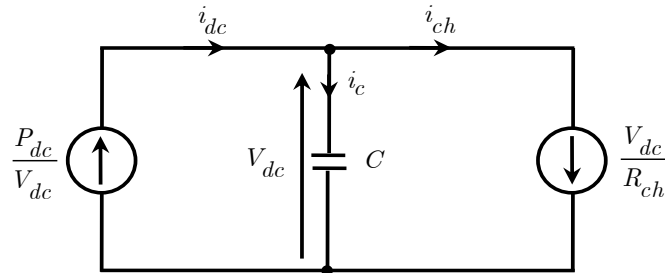


Figure IV. 9 : Modèle dynamique pour le circuit du bus continu.

La Figure IV. 10, représente le schéma bloc du contrôle de la tension du bus continu. Pour simplifier la chaîne de régulation, on considère que le courant i_{lq} est toujours égal au courant de référence i_{lq}^* car le temps de réponse de la boucle interne est plus faible que celui de la boucle externe.

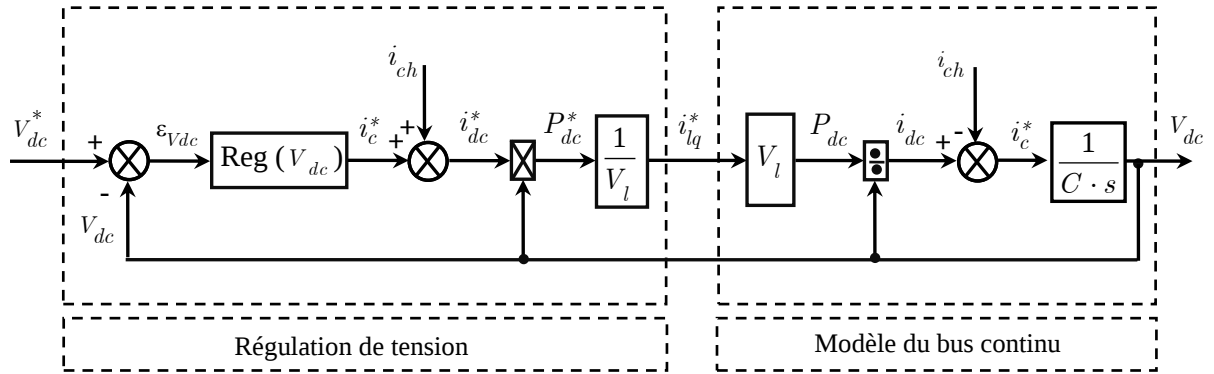


Figure IV. 10 : Boucle de régulation de la tension du bus continu.

La boucle de régulation externe maintient la tension v_{dc} du bus continu à une tension de référence v_{dc}^* . La régulation de cette tension est assurée par une gestion des échanges de puissances entre le réseau électrique et condensateur de stockage d'énergie (DC-Link Capacitor) [Bou-09].

▪ **Correcteur de la tension bus continu V_{dc}**

La boucle externe est consacrée à la régulation de la tension du bus continu. Pour avoir une bonne qualité de l'énergie délivrée par le système éolien, la tension du bus continu doit être maintenue constante à sa valeur de référence. La fonction de transfert $\frac{V_{dc}}{i_{lq}^*}$ est donnée par :

$$\frac{V_{dc}}{i_{lq}^*} = \frac{1}{C \cdot s} \quad (IV.22)$$

Comme la dynamique du courant est plus rapide que la dynamique de la tension du bus continu, le courant i_{lq} est supposé déjà arrivé à sa valeur i_{lq}^* ($\frac{i_{lq}}{i_{lq}^*} = 1$). D'où le schéma bloc de régulation de la tension du bus continu.

La boucle de régulation de la tension bus continu V_{dc} est représentée par la Figure IV. 11.

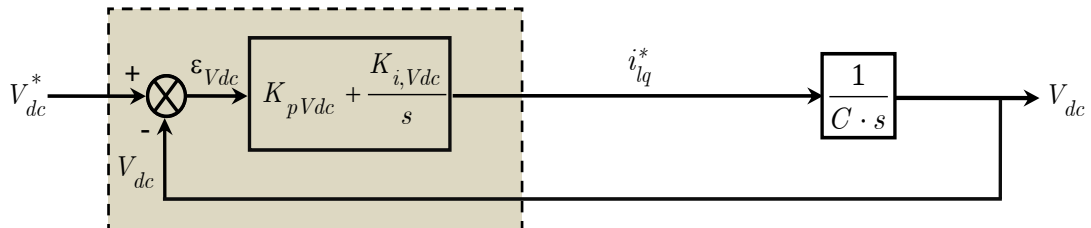


Figure IV. 11 : Schéma bloc de régulation de la tension du bus continu V_{dc} .

Par imposition des pôles en boucle fermée, nous obtenons les paramètres du correcteur PI :

Tableau IV. 3 : Paramètres du correcteur de la tension du bus continu.

	$K_{p,Vdc}$	$K_{i,Vdc}$
Correcteur PI	$2 \cdot \xi \cdot C \cdot \omega_0$	$C\omega_0^2$

Tenant compte des deux schémas blocs de régulation des Figures IV. 4 et IV. 10, il en résulte une régulation en cascade. La Figure IV. 12, représente le schéma bloc de réglage en cascade appliqué au CCR.

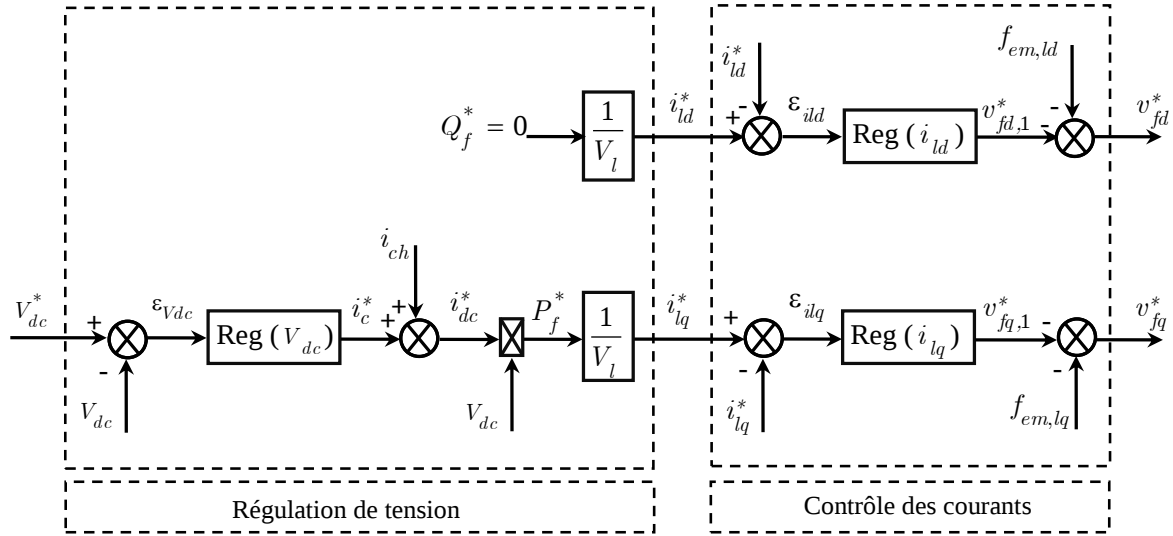


Figure IV. 12 : Schéma bloc de la régulation en cascade appliquée au CCR.

IV.3.4. PLL conventionnelle pour la synchronisation de la GADA avec le réseau électrique

Généralement, la fréquence et le déphasage de la tension du réseau sont estimés par une boucle de verrouillage de phase (PLL). L'estimation correcte de ces paramètres est primordiale non seulement pour l'orientation, mais aussi pour la qualité de la connexion au réseau. Ainsi, le schéma de PLL présenté dans la Figure IV. 13 est adopté, car il effectue une manière robuste de calculer l'angle du réseau. Cette PLL permet d'estimer avec précision la fréquence et l'amplitude de la tension du réseau [Bla-06, Ben-05].

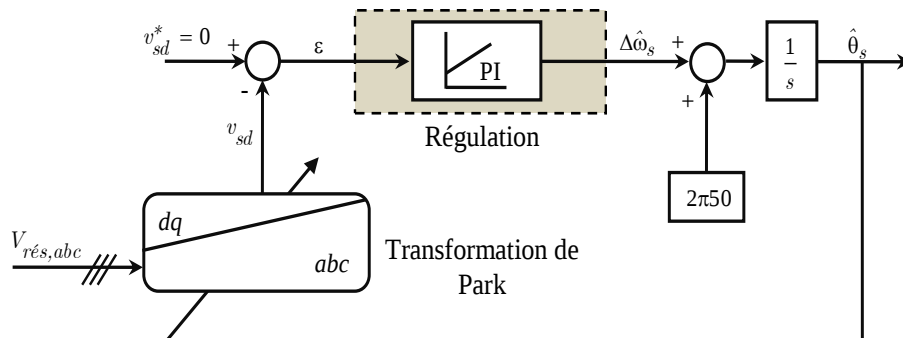


Figure IV. 13 : Boucle de verrouillage de phase PLL conventionnelle.

Finalement, le schéma bloc de la régulation des courants et de la tension de bus continu du redresseur à MLI est représenté sur la Figure IV.14.

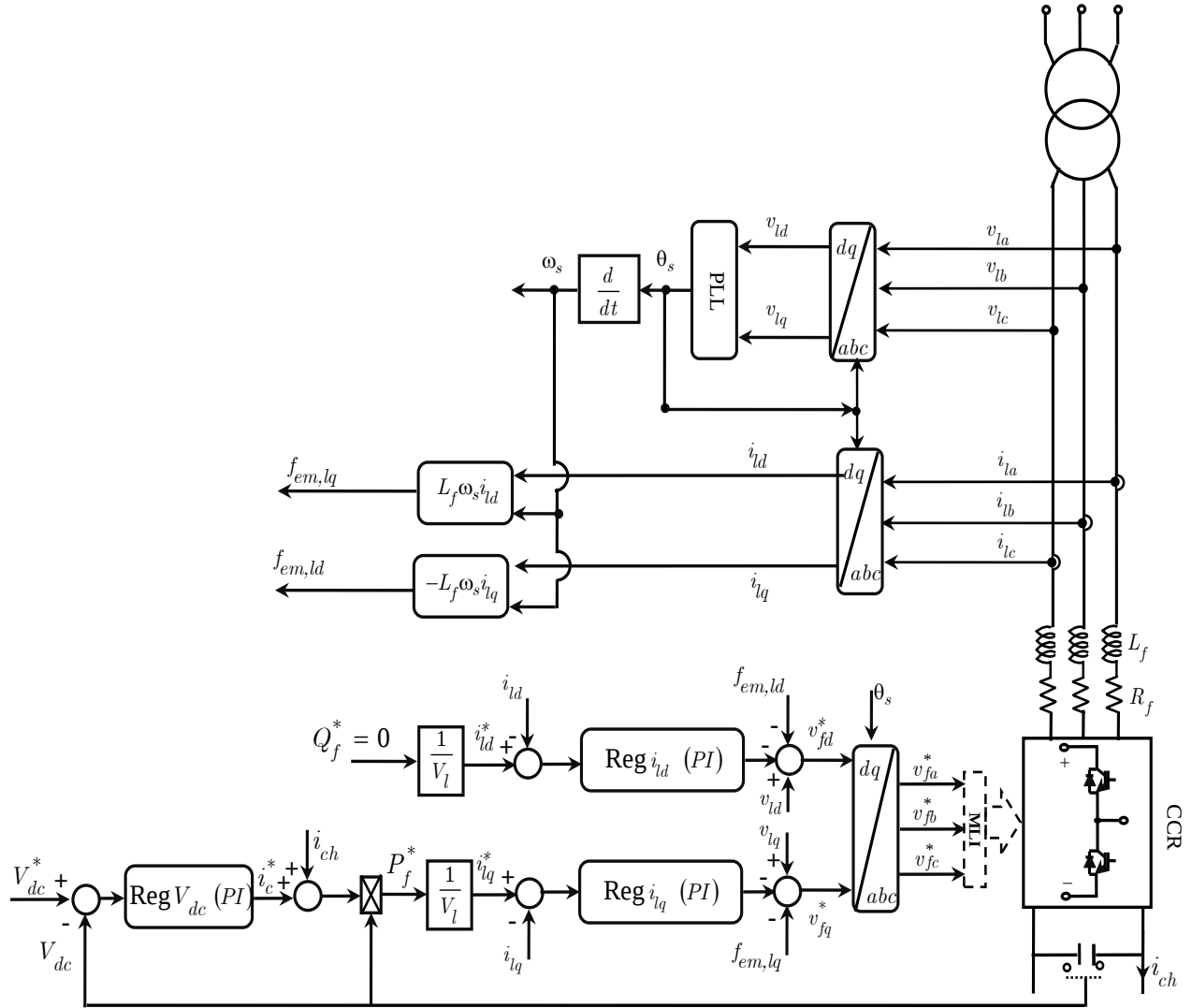


Figure IV. 14 : Schéma bloc du redresseur à MLI par la méthode (VOC).

IV.4. Commande du convertisseur côté machine pour la synchronisation

Dans cette section, nous allons nous intéresser par la synchronisation de la GADA avec le réseau électrique. Pour réaliser cette synchronisation, deux types de contrôleurs seront utilisés :

- 1) Contrôleur Proportionnel-Intégral (PI) classique,
- 2) Contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale.

La synchronisation exige que le vecteur de tension du stator $\vec{V}_s$ soit égal au vecteur de tension du réseau électrique $\vec{V}_g$, c'est-à-dire que $\vec{V}_s = \vec{V}_g$. Donc, le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA dans le référentiel orienté ($d' - q'$) peut être exprimé comme suit :

$$\begin{cases} v_{sd'} = -X_m i_{rq'} \\ v_{sq'} = X_m i_{rd'} \end{cases} \quad (\text{IV.23})$$

$$\begin{cases} \frac{di_{rd'}}{dt} = -\frac{\omega'_s R_r}{X_r} i_{rd'} + g\omega'_s i_{rq'} + \frac{\omega'_s}{X_r} v_{rd'} \\ \frac{di_{rq'}}{dt} = -\frac{\omega'_s R_r}{X_r} i_{rq'} - g\omega'_s i_{rd'} + \frac{\omega'_s}{X_r} v_{rq'} \end{cases} \quad (\text{IV.24})$$

Ou :

$$\begin{cases} \frac{di_{rd'}}{dt} = -\frac{R_r}{L_r} i_{rd'} + g\omega'_s i_{rq'} + \frac{1}{L_r} v_{rd'} \\ \frac{di_{rq'}}{dt} = -\frac{R_r}{L_r} i_{rq'} - g\omega'_s i_{rd'} + \frac{1}{L_r} v_{rq'} \end{cases} \quad (\text{IV.25})$$

Avec :

$$X_r = \omega'_s L_r$$

Où :

$$\omega'_s = \frac{d}{dt} \theta'_s$$

Étant donné que le vecteur $\vec{V}_g$ est aligné sur l'axe q' , les tensions statoriques s'expriment comme suit :

$$\begin{cases} v_{sd'} = 0 \\ v_{sq'} = |\vec{V}_g| \end{cases} \quad (\text{IV.26})$$

En utilisant les équations (IV.23) et (IV.26), les courants rotoriques deviennent comme suit :

$$\begin{cases} i_{rd'} = \frac{|\vec{V}_g|}{X_m} \\ i_{rq'} = 0 \end{cases} \quad (\text{IV.27})$$

En utilisant les équations (IV.26) et (IV.27), les références des courants rotoriques peuvent être définies comme suit :

$$\begin{cases} i_{rd'}^* = \frac{v_{sq}^*}{L_m \omega'_s} \\ i_{rq'}^* = \frac{v_{sd}}{L_m \omega'_s} = 0 \end{cases} \quad (\text{IV.28})$$

Avec :

$$X_m = \omega'_s L_m$$

IV.4.1. Commande du convertisseur côté machine par le contrôleur PI

Dans cette partie, nous allons présenter la commande de la GADA afin d'assurer la synchronisation entre les tensions statoriques et les tensions du réseau électrique en utilisant le contrôleur PI classique.

En appliquant la transformation de la PLACE sur l'équation (IV.25), on obtient :

$$\begin{cases} i_{rd'} = \frac{1}{R_r} \frac{1}{T_r \cdot s + 1} (v_{rd'} - E_{a,d'}) \\ i_{rq'} = \frac{1}{R_r} \frac{1}{T_r \cdot s + 1} (v_{rq'} - E_{a,q'}) \end{cases} \quad (\text{IV.29})$$

Avec :

$$\begin{cases} E_{a,d'} = -g\omega'_s L_r i_{rq'} \\ E_{a,q'} = g\omega'_s L_r i_{rd'} \end{cases} \quad (\text{IV.30})$$

Et :

$$T_r = \frac{L_r}{R_r}$$

Nous pouvons alors représenter le modèle (IV.29) de la GADA par le schéma bloc suivant :

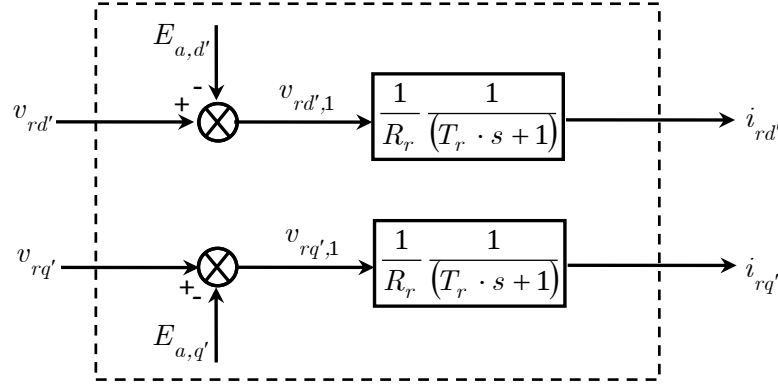


Figure IV. 15 : Modèle simplifié des courants rotoriques de la GADA.

Les termes $E_{a,d'}$ et $E_{a,q'}$, correspondent aux termes de couplage entre les axes (d') et (q'). Afin d'éliminer ce couplage, des termes identiques mais de signes opposés seront ajoutés à la sortie des correcteurs des courants rotoriques de manière à séparer les boucles de régulation des axes (d') et (q'), comme le montre la Figure IV. 16.

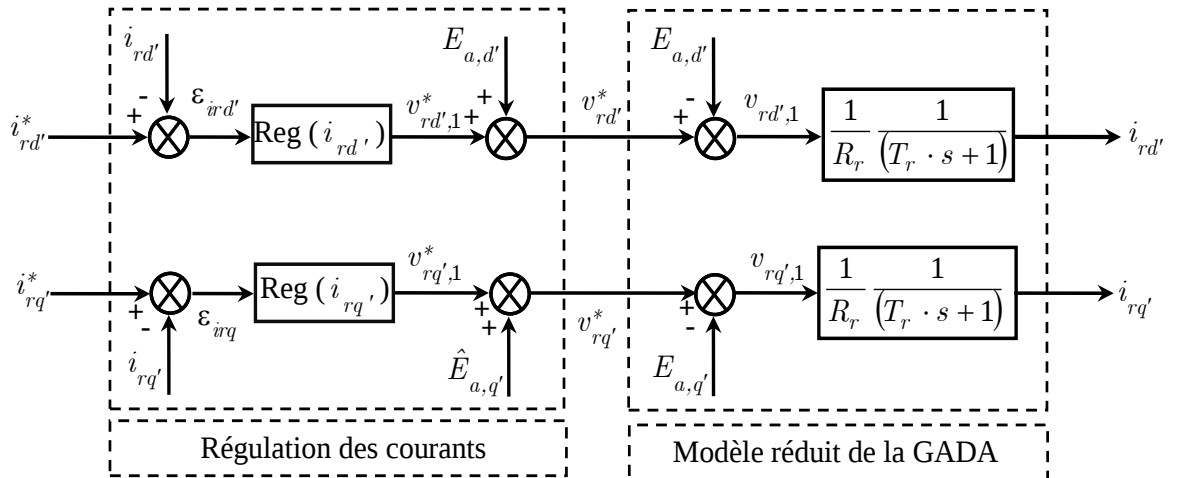


Figure IV. 16: Contrôle des courants rotoriques de la GADA avec le découplage par addition des termes de compensation.

Après le découplage, nous aboutissons aux schémas blocs de régulation des courants rotoriques, comme l'illustrent les Figures IV. 17et IV. 18.

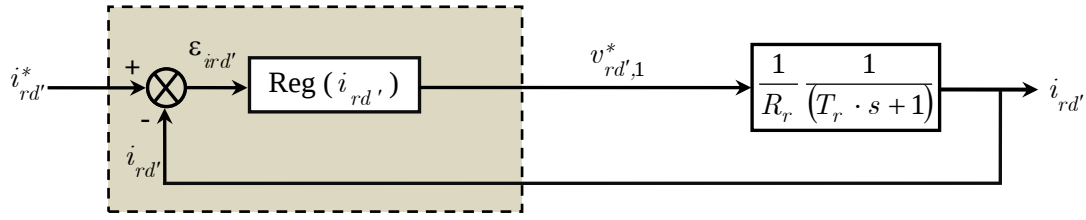


Figure IV. 17 : Boucle de régulation du courant $i_{rd'}$ après le découplage.

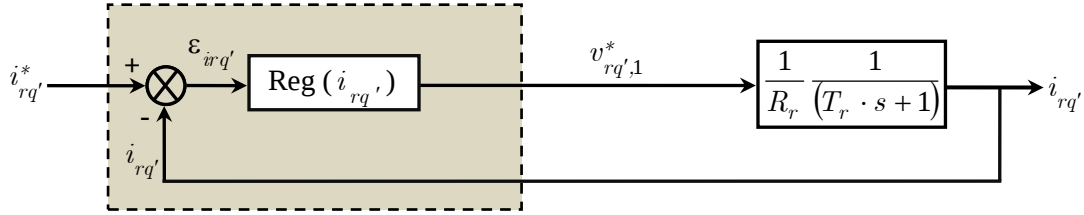


Figure IV. 18 : Boucle de régulation du courant $i_{rq'}$ après le découplage.

▪ Correcteur du courant rotorique $i_{rd'}$

Le correcteur du courant direct fournit la tension $v_{rd',1}^*$ nécessaire au maintien de la tension statorique en quadrature à sa valeur de référence. D'après la Figure IV. 17, la fonction de transfert $\frac{i_{rd'}}{v_{rd',1}^*}$ est

donnée par :

$$\frac{i_{rd'}}{v_{rd',1}^*} = \frac{A_r}{(T_r \cdot s + 1)} \quad (\text{IV.31})$$

Avec :

$$\begin{cases} A_r = \frac{1}{R_r} \\ T_r = \frac{L_r}{R_r} \end{cases}$$

La boucle de régulation du courant $i_{rd'}$ est représentée par la Figure IV. 19.

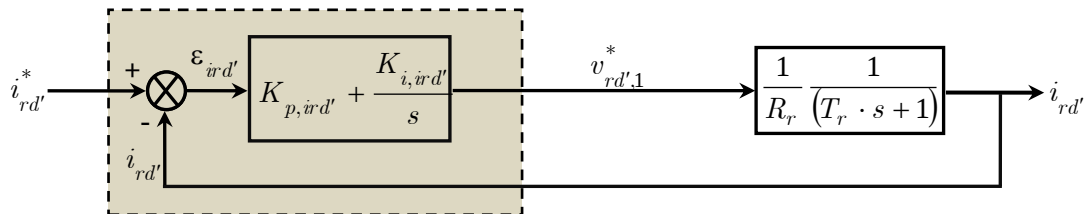


Figure IV. 19 : Schéma bloc de régulation du courant $i_{rd'}$ après découplage.

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée comme suit :

$$FTBF = \frac{i_{rd'}}{i_{rd'}^*} = \frac{\frac{A_r}{T_r} (K_{p,ir d'} \cdot s + K_{i,ir d'})}{s^2 + s \cdot \left(\frac{1 + A_r \cdot K_{p,ir d'}}{T_r} \right) + \frac{A_r \cdot K_{i,ir d'}}{T_r}} \quad (IV.32)$$

Les mêmes calculs effectués pour le correcteur du courant i_{ld} sont appliqués à ce correcteur. Par imposition des pôles en boucle fermée, nous obtenons les paramètres du correcteur PI :

Tableau IV. 4 : Paramètres du correcteur du courant rotorique sur l'axe direct.

	$K_{p,ir d'}$	$K_{i,ir d'}$
Correcteur PI	$(2 \cdot \xi \cdot T_r \cdot \omega_0 - 1) / A_r$	$T_r \cdot \omega_0^2 / A_r$

▪ **Correcteur du courant rotorique $i_{rq'}$**

Le correcteur du courant en quadrature fournit la tension $v_{rq',1}^*$ nécessaire au maintien de la tension statorique directe à sa valeur de référence. D'après la Figure IV. 18, la fonction de transfert $\frac{i_{rq'}}{v_{rq',1}^*}$ est

donnée par :

$$\frac{i_{rq'}}{v_{rq',1}^*} = \frac{A_r}{(T_r \cdot s + 1)} \quad (IV.33)$$

Par imposition des pôles en boucle fermée, nous obtenons les paramètres du correcteur PI :

Tableau IV. 5 : Paramètres du correcteur du courant rotorique sur l'axe en quadrature.

	$K_{p,ir q'}$	$K_{i,ir q'}$
Correcteur PI	$(2 \cdot \xi \cdot T_r \cdot \omega_0 - 1) / A_r$	$T_r \cdot \omega_0^2 / A_r$

IV.4.2. Schéma bloc de la commande de la GADA pour la synchronisation par les contrôleurs PI

Le schéma bloc de la commande de la GADA pour la synchronisation par les contrôleurs PI est représenté sur la Figure IV. 20. Il consiste à contrôler les tensions statoriques indirectement en contrôlant les courants rotoriques à travers les contrôleurs PI. Dans cette commande, les références des courants rotoriques sont obtenues à base de l'équation (IV.14).

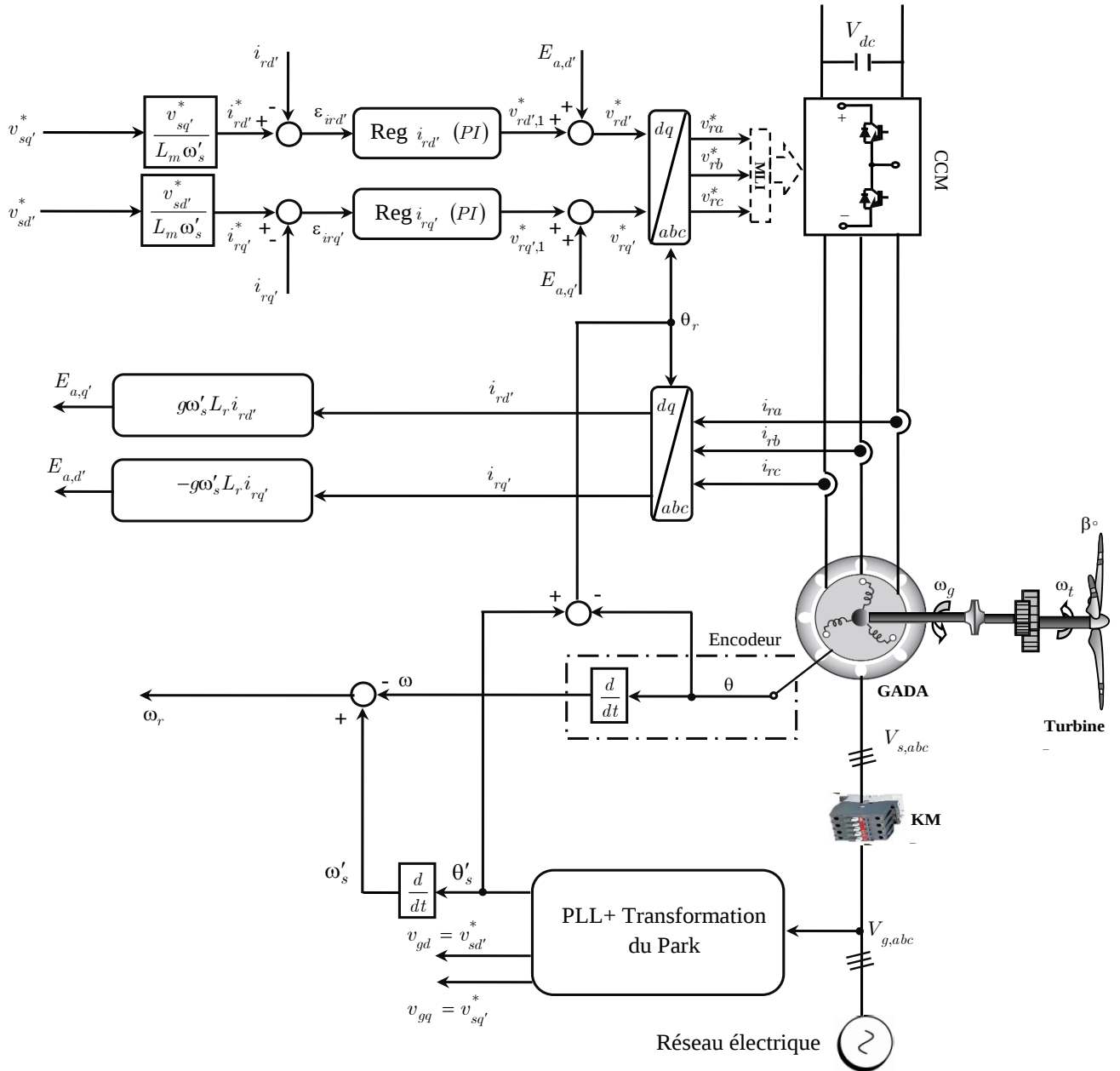


Figure IV. 20 : Schéma bloc de la commande de la GADA pour la synchronisation par les contrôleurs PI.

IV.4.3. Commande du convertisseur côté machine par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (IBSC)

Dans cette partie, nous allons présenter la commande de la GADA pour la synchronisation avec le réseau électrique par le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (IBSC). Plus de détails sur ce contrôleur ont été présentés dans le deuxième chapitre.

IV.4.3.1. 1^{er} étape : Définition des erreurs de suivi

Les erreurs de suivi des courants rotoriques de la GADA peuvent être définies comme suit :

$$\begin{cases} Z_{ir d'} = i_{rd'} - i_{rd'}^* + K'_{ir d'} \int_0^t (i_{rd'} - i_{rd'}^*) dt \\ Z_{ir q'} = i_{rq'} - i_{rq'}^* + K'_{ir q'} \int_0^t (i_{rq'} - i_{rq'}^*) dt \end{cases} \quad (IV.34)$$

Avec :

$$K'_{ir d', ir q'} \int_0^t (i_{rd', rq'} - i_{rd', rq'}^*) dt : \text{Action intégrale ajoutée aux erreurs des courants rotorique,}$$

$$K'_{ir d', ir q'} : \text{Constante } d \text{ positive.}$$

A partir de l'équation (IV.34), la dérivée de l'erreur est donnée par :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{ir d'} = \dot{i}_{rd'} - \dot{i}_{rd'}^* + K'_{ir d'} (i_{rd'} - i_{rd'}^*) \\ \dot{Z}_{ir q'} = \dot{i}_{rq'} - \dot{i}_{rq'}^* + K'_{ir q'} (i_{rq'} - i_{rq'}^*) \end{cases} \quad (IV.35)$$

En remplaçant l'équation (IV.25) dans l'équation (IV.35), nous obtenons :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{ir d'} = -\frac{R_r}{L_r} i_{rd'} + g \cdot \omega'_s i_{rq'} + \frac{1}{L_r} v_{rd'} - \dot{i}_{rd'}^* + K'_{ir d'} (i_{rd'} - i_{rd'}^*) \\ \dot{Z}_{ir q'} = -\frac{R_r}{L_r} i_{rq'} - g \cdot \omega'_s i_{rd'} + \frac{1}{L_r} v_{rq'} - \dot{i}_{rq'}^* + K'_{ir q'} (i_{rq'} - i_{rq'}^*) \end{cases} \quad (IV.36)$$

IV.4.3.2. 2^{ème} étape : Choix de la fonction de Lyapunov pour assurer la stabilité du système

Pour l'étude de stabilité du système en boucle fermée, nous allons utiliser le théorème de stabilité de Lyapunov. La fonction de stabilité candidate de Lyapunov est définie par :

$$\begin{cases} V_{ir d'} = \frac{1}{2} Z_{ir d'}^2 \\ V_{ir q'} = \frac{1}{2} Z_{ir q'}^2 \end{cases} \quad (IV.37)$$

La dérivée de cette fonction de Lyapunov (IV.37) est donnée par :

$$\begin{cases} \dot{V}_{ir'd'} = Z_{ir'd'} \dot{Z}_{ir'd'} \\ \dot{V}_{ir'q'} = Z_{ir'q'} \dot{Z}_{ir'q'} \end{cases} \quad (IV.38)$$

Pour assurer la stabilité du système au sens du Lyapunov, la dérivée de la fonction candidate doit être définie négative, c'est-à-dire :

$$\begin{cases} \dot{V}_{ir'd'} < 0 \\ \dot{V}_{ir'q'} < 0 \end{cases} \quad (IV.39)$$

Ou :

$$\begin{cases} Z_{ir'd'} \dot{Z}_{ir'd'} < 0 \\ Z_{ir'q'} \dot{Z}_{ir'q'} < 0 \end{cases} \quad (IV.40)$$

Dans ce sens, il est possible de choisir la dérivée de la fonction candidate comme suit :

$$\begin{cases} \dot{V}_{ir'd'} = -k Z_{ir'd'}^2 \\ \dot{V}_{ir'q'} = -k Z_{ir'q'}^2 \end{cases} \quad (IV.41)$$

Où k est une constante strictement positive ($k > 0$).

IV.4.3.3. 3^{ème} étape : Détermination des lois de commande pour les courants rotoriques

En utilisant (IV.36), la dérivée de la fonction de Lyapunov (IV.41) devient :

$$\begin{cases} -k_{ir'd'} Z_{ir'd'}^2 = Z_{ir'd'} \left[-\frac{R_r}{L_r} i_{rd'} + g \cdot \omega'_s i_{rq'} + \frac{1}{L_r} v_{rd'} - \dot{i}_{rd'}^* + K'_{ir'd'} (i_{rd'} - i_{rd'}^*) \right] \\ -k_{ir'q'} Z_{ir'q'}^2 = Z_{ir'q'} \left[-\frac{R_r}{L_r} i_{rq'} - g \cdot \omega'_s i_{rd'} + \frac{1}{L_r} v_{rq'} - \dot{i}_{rq'}^* + K'_{ir'q'} (i_{rq'} - i_{rq'}^*) \right] \end{cases} \quad (IV.42)$$

Après la simplification de l'équation (IV.42), la loi de commande pour les tensions rotoriques est obtenue comme suit :

$$\begin{cases} v_{rd'}^* = R_r i_{rd'} - g \omega_s L_r i_{rq'} + L_r \dot{i}_{rd'}^* - L_r K'_{ir'd'} (i_{rd'} - i_{rd'}^*) - k_{ir'd'} L_r Z_{ir'd'} \\ v_{rq'}^* = R_r i_{rq'} + g \omega_s L_r i_{rd'} + L_r \dot{i}_{rq'}^* - L_r K'_{ir'q'} (i_{rq'} - i_{rq'}^*) - k_{ir'q'} L_r Z_{ir'q'} \end{cases} \quad (IV.43)$$

IV.4.4. Schéma bloc de la commande de la GADA pour la synchronisation par le contrôleur IBSC

Le schéma bloc de la commande de la GADA pour la synchronisation par le contrôleur IBSC est représenté sur la Figure IV. 21. Dans ce schéma les tensions statorique sont contrôlées indirectement par le contrôle des courants rotoriques en utilisant le contrôleur IBSC.

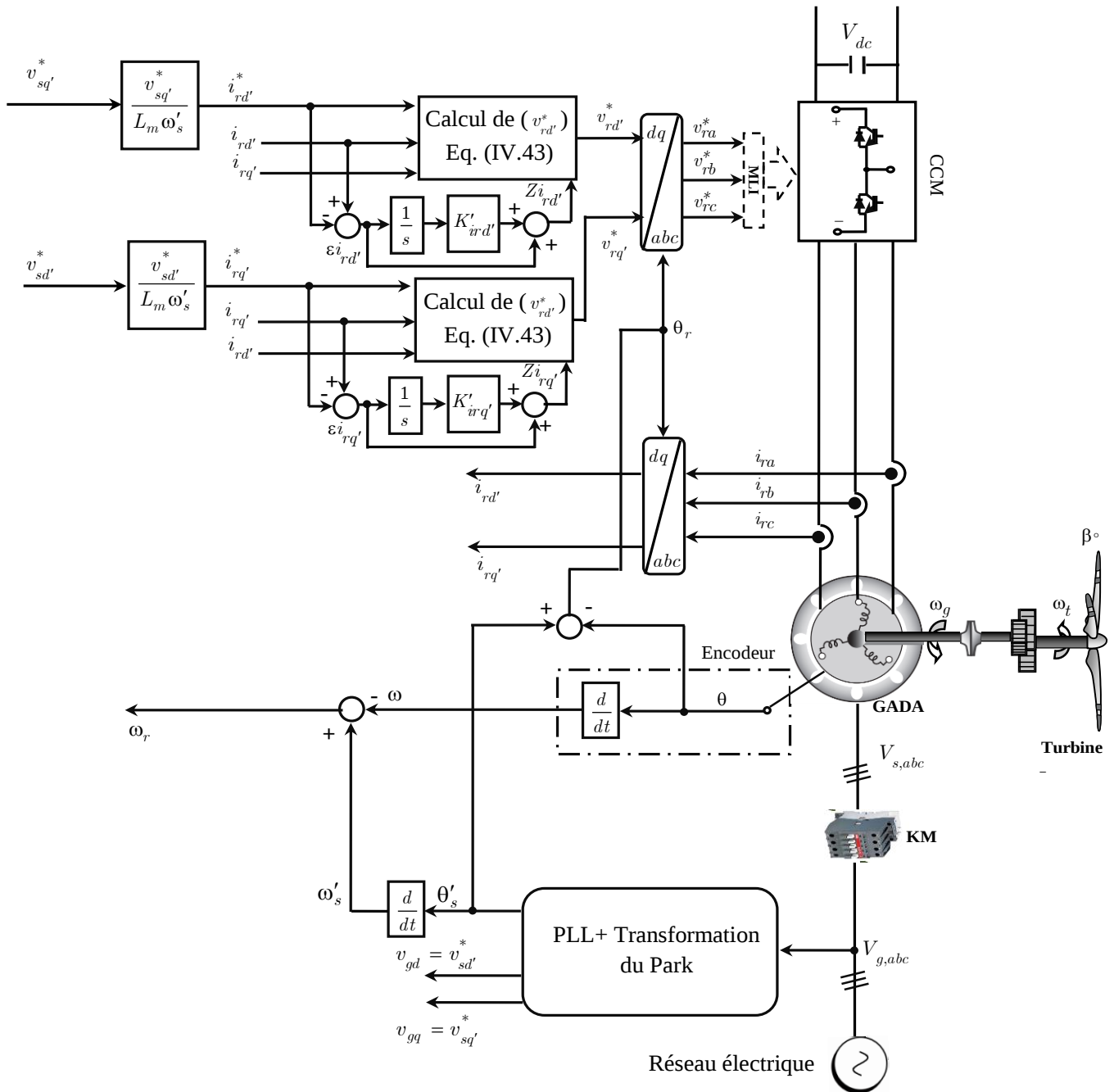


Figure IV. 21 : Schéma bloc de la commande de la GADA pour la synchronisation par le contrôleur IBSC.

IV.5. Schéma bloc de la commande des GADAs pour la synchronisation avec le réseau électrique

La Figure IV. 22, illustre le schéma bloc de la synchronisation entre la ferme éolienne basée sur les GADAs et le réseau électrique. Cette figure ne représente que le contrôle des convertisseurs côté machine par le contrôleur IBSC, tandis que le contrôle des convertisseurs côté réseau est illustré sur la Figure IV.14.

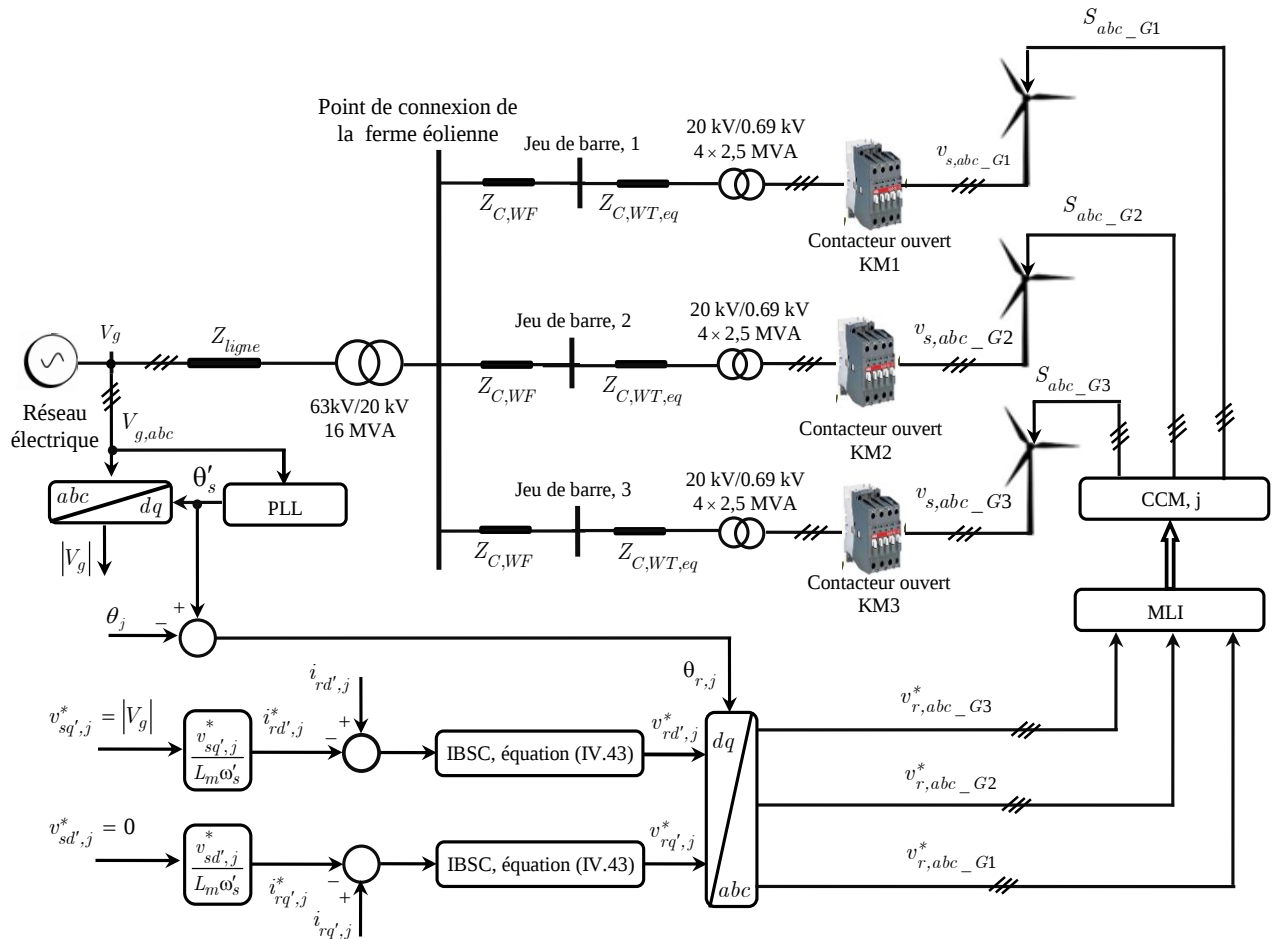


Figure IV. 22 : Schéma bloc de la commande des GADAs pour la synchronisation avec le réseau électrique.

IV.6. Résultats de simulation

La synchronisation entre les GADAs et le réseau électrique a été simulée avec le logiciel Matlab/Simulink. Les performances du schéma de la Figure IV. 22, sont examinées en effectuant une étude comparative entre les résultats obtenus par le contrôle IBSC et le contrôle PI traditionnel, où chaque GADA est entraînée par une vitesse de rotation différentes. Les paramètres de la ferme éolienne sont donnés en annexe (C) [Gar-15].

Au début, la ferme éolienne était déconnectée du réseau électrique. L'algorithme de synchronisation démarre à l'instant $t=0.04s$.

Dans cette partie de simulation sous l'environnement Matlab/Simulink, deux types de contrôleur seront testés dans le but de synchroniser les tensions statoriques de la GADA avec les tensions du réseau électrique. Les deux types de contrôleur sont :

- 1) Contrôleur classique Proportionnel-Intégral (PI),
- 2) Contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (IBSC).

Les paramètres des contrôleurs PI utilisés pour contrôler le CCR sont donnés par le tableau (IV.6) :

Tableau IV. 6 : Paramètres du correcteurs PI de la commande du CCR.

Boucle de régulation	Choix de pôles		Paramètres du correcteurs PI	
Courants (i_{ld} , i_{lq})	ω_0	ξ	$K_{p,ildq}$	$K_{i,ildq}$
	170	0.9	6.36	370
Tension (v_{dc})	ω_0	ξ	$K_{p,vdc}$	$K_{i,vdc}$
	200	0.707	0.2061	29.3333

IV.6.1. Résultats de simulation du CCR et interprétations

Pendant le processus de simulation de la synchronisation, tous les convertisseurs côté réseau ont les mêmes paramètres et la même tension de référence du bus continu et donc nous obtiendrons les mêmes résultats. Pour éviter la répétition, nous présenterons les résultats de simulation pour les convertisseurs côté réseau d'une seule éolienne, Figures IV.23 et IV.24. Ces Figures, représentent la tension du bus continu et le courant triphasé absorbé, respectivement.

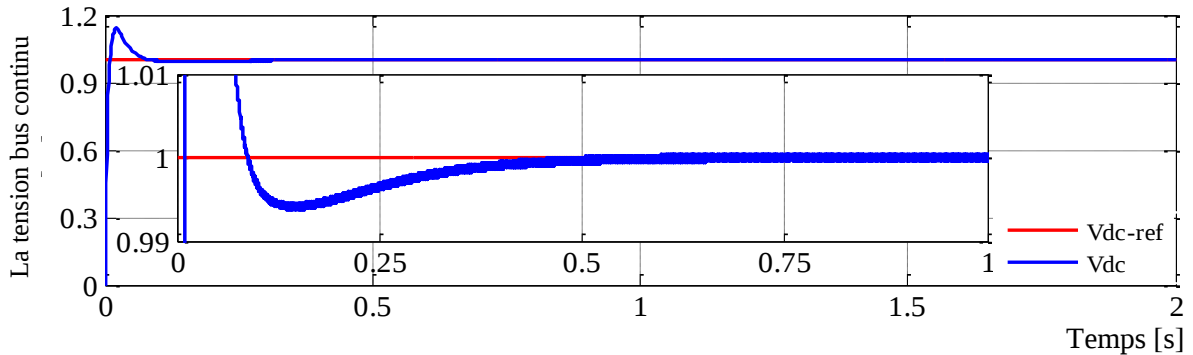


Figure IV. 23 : Tension du bus continu V_{dc} .

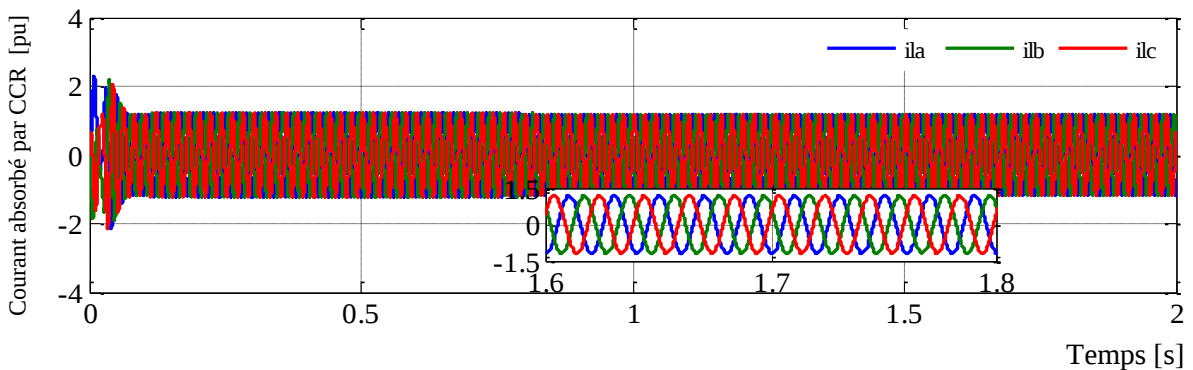


Figure IV. 24 : Courant triphasé absorbé par le CCR.

D'après la Figure IV. 23, on remarque que la tension du bus continu suit parfaitement la tension de référence. De plus, elle subit un pic aux premiers moments de simulation. Le temps de réponse du régime transitoire est environ 0,4 seconde. Dans la Figure IV. 24, on remarque que le courant triphasé absorbé par le CCR présente un transitoire lors des premiers instants. Après un régime transitoire de 0,4 seconde, les courants se stabilisent à la valeur maximale 1,2 pu. De plus, nous remarquons que la forme d'onde de ce courant est sinusoïdale, ce qui donne un faible taux de distorsion harmonique de l'ordre de 2.73.

IV.6.2. Résultats de simulation du CCM et interprétations

Pour les simulations de cette partie, il est très important de se rappeler que le vecteur de la tension du réseau électrique est aligné suivant l'axe en quadrature du repère ($d' - q'$). Donc, les tensions de référence du réseau électrique sont les suivants :

$$\begin{cases} v_{sd'} = 0 \\ v_{sq'} = |\vec{V}_g| \end{cases} \quad (\text{IV.44})$$

Afin de vérifier la robustesse de nos algorithmes, nous avons appliqué des vents différents pour les trois GADA de chaque groupe d'éoliennes. Ces vitesses de vents sont variées comme suit :

- Pour la 1^{ère} GADA du premier groupe, la vitesse du vent variait entre 0,94% et 0,99% de la valeur 8 m/s,
- Pour la 1^{ère} GADA du deuxième groupe, la vitesse du vent variait entre 0,92% et 0,97% de la valeur 8 m/s,
- Pour la 1^{ère} GADA du troisième groupe, la vitesse du vent variait entre 0,91% et 0,96% de la valeur 8 m/s.

Les paramètres de contrôleur PI utilisés pour contrôler le CCM sont donnés par le tableau IV.7 :

Tableau IV.7 : Paramètres de contrôleur PI de la commande du CCM.

Boucle de régulation	Choix de pôles		Paramètres de contrôleur PI	
Courants ($i_{rd'}, i_{rq'}$)	ω_0	ξ	$K_{p,ir'd'q'}$	$K_{i,ir'd'q'}$
	200	0.72	0.7930	44.4194

Pour le contrôle non linéaire de IBSC, nous avons choisi des valeurs appropriées pour les gains du réglage, afin d'assurer la convergence des différentes grandeurs en même temps.

Tableau IV.8 : Paramètres de contrôleur IBSC de la commande du CCM.

Boucle de régulation	Paramètres du réglage par IBSC			
Courants ($i_{rd'}, i_{rq'}$)	$K'_{ir'd'}$	$k_{ir'd'}$	$K'_{ir'q'}$	$k_{ir'q'}$
	100	0.2	100	0.2

Les résultats de synchronisation des GADAs avec le réseau électrique sont présentés comme suit :

- **Résultats de simulation de synchronisation de la 1^{ère} GADA du premier groupe avec le réseau électrique**

La Figure IV. 25, représente la vitesse du rotor de la 1^{ère} GADA du premier groupe.

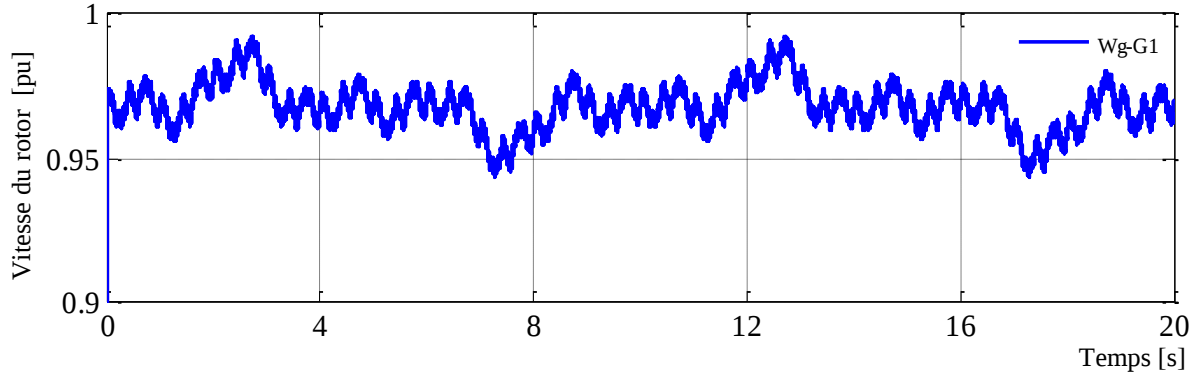


Figure IV. 25 : Vitesse de rotation de la 1^{ère} GADA du premier groupe.

La Figure IV. 26, illustre les réponses dynamiques de la procédure utilisée pour la synchronisation de la 1^{ère} GADA du premier groupe avec le réseau électrique par les deux approches IBSC et PI-classique.

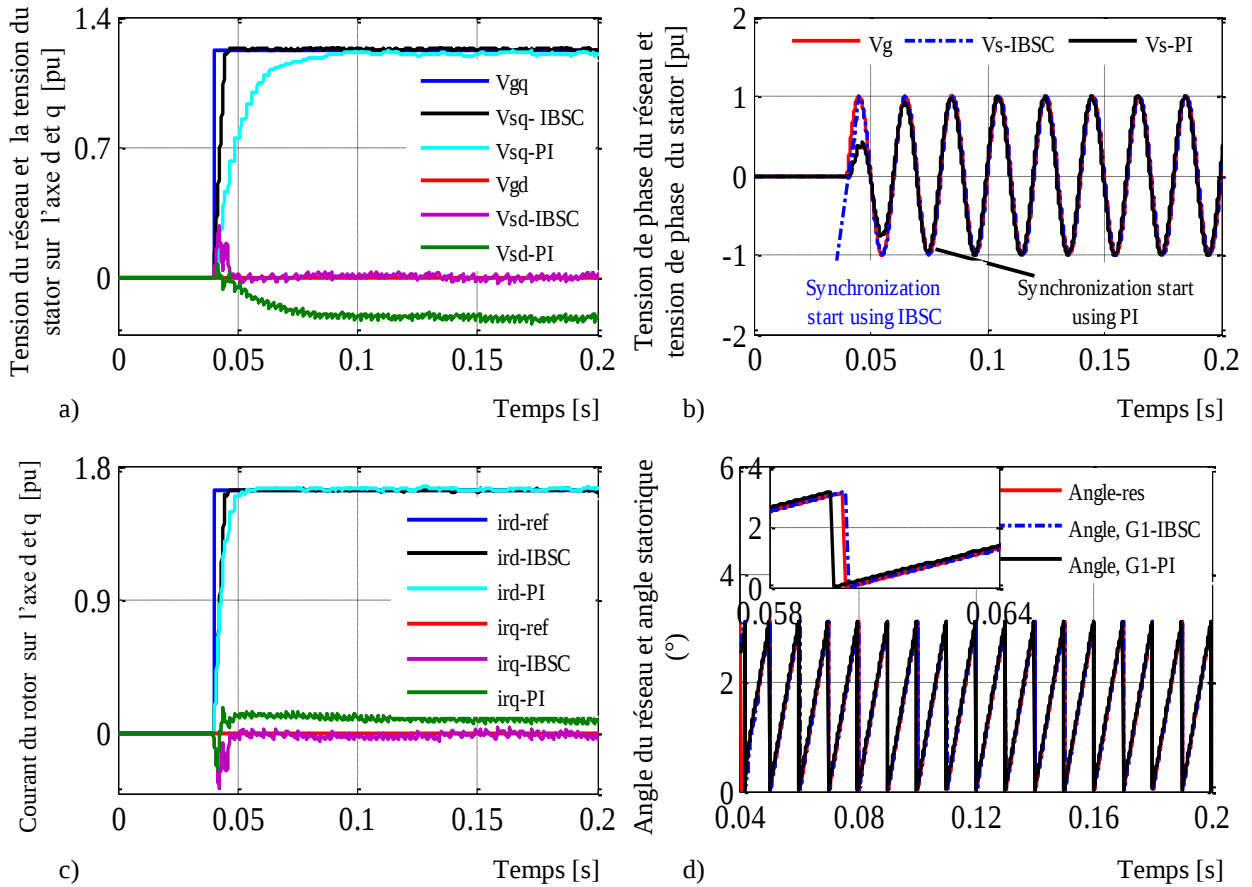


Figure IV. 26 : Performances de synchronisation de la 1^{ère} GADA du premier groupe par les contrôleurs IBSC et PI.

- **Résultats de simulation de synchronisation de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe avec réseau électrique**

La Figure IV. 27, représente la vitesse du rotor de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe.

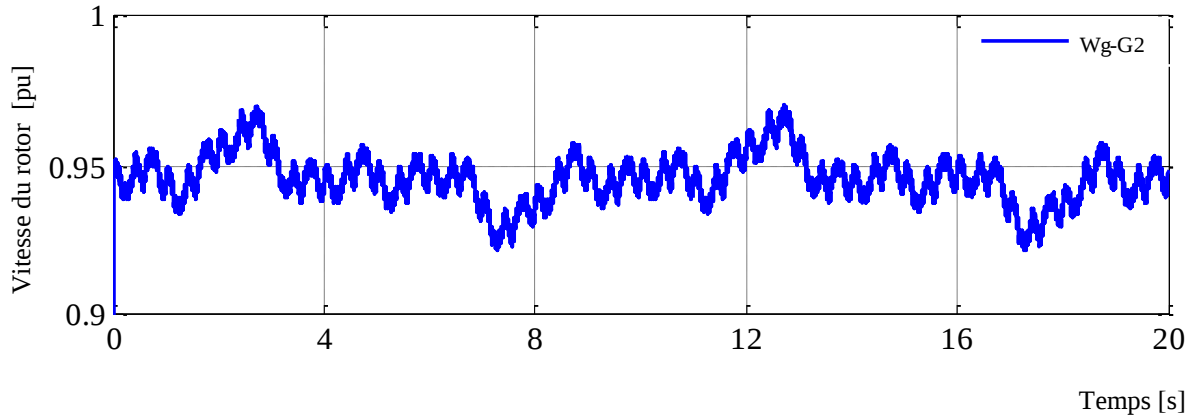


Figure IV. 27 : Vitesse du rotor de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe.

La Figure IV. 28, illustre les réponses dynamiques de la procédure utilisée pour la synchronisation de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe avec le réseau électrique par les deux contrôleurs IBSC et PI.

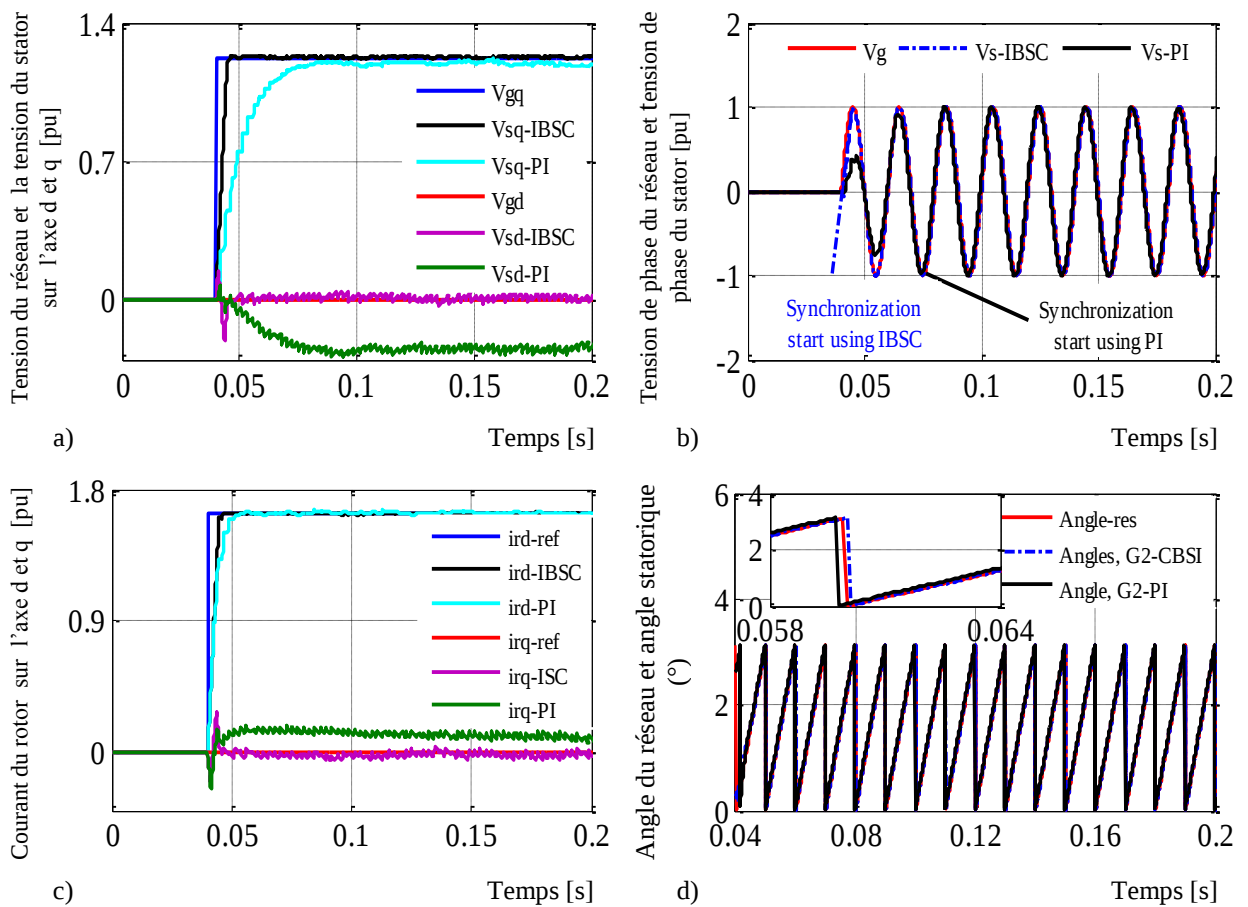


Figure IV. 28 : Performances de synchronisation de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe par contrôleurs IBSC et PI.

- **Résultats de simulation de la synchronisation de la 1^{ère} GADA du troisième groupe avec réseau électrique**

La Figure IV. 29, représente la vitesse du rotor de la 1^{ère} GADA du troisième groupe.

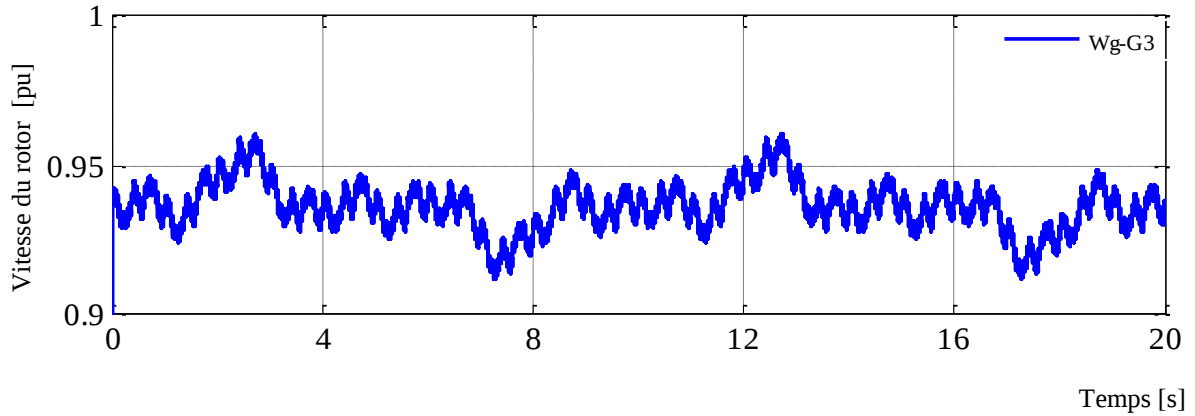


Figure IV. 29 : Vitesse du rotor de la 1^{ère} GADA du troisième groupe.

La Figure IV. 30, illustre les réponses dynamiques de la procédure utilisée pour la synchronisation de 1^{ère} GADA du troisième groupe avec le réseau électrique par IBSC et PI.

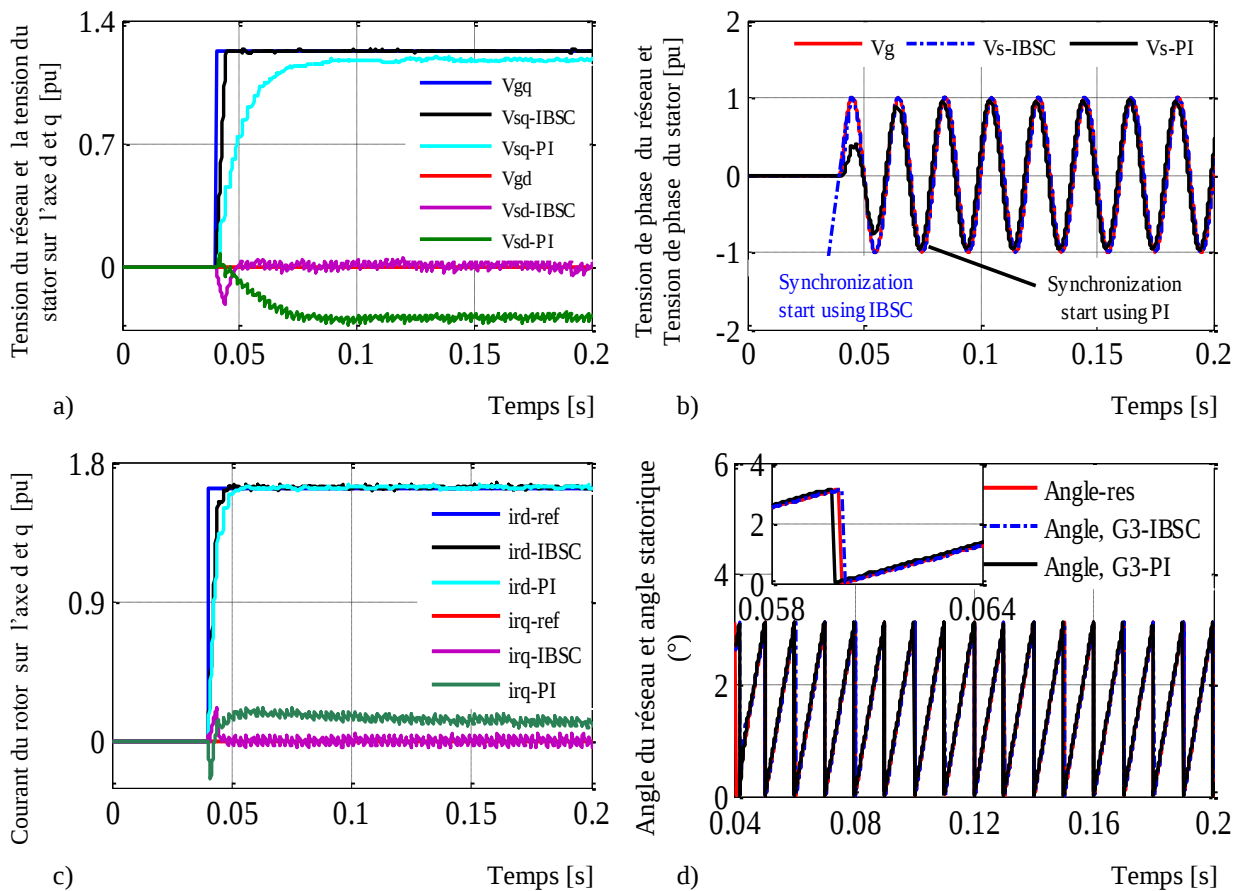


Figure IV. 30 : Performances de synchronisation 1^{ère} GADA du troisième groupe par les contrôleurs IBSC et PI.

D'après les Figures IV. 26. a, IV.28.a et IV. 30. a, on constate que les tensions statoriques directes et en quadrature de chaque GADA ont suivi les tensions directe et en quadrature du réseau électrique en utilisant les deux contrôleurs. Cependant, le contrôleur IBSC présente un temps de réponse plus rapide et des performances très élevées par rapport au contrôleur PI. De plus, le contrôleur proposé IBSC est un contrôleur plus efficace pour synchroniser rapidement les GADAs avec le réseau électrique que le contrôleur PI, lorsque la vitesse de rotation est très différente de la vitesse de synchronisme (ω_s).

D'après les Figures IV. 26. b, IV. 28. b et IV. 30. b, on remarque que le temps de synchronisation des tensions statoriques des GADAs avec la tension du réseau électrique est plus rapide en utilisant le contrôleur IBSC, alors qu'il dépend de la vitesse du vent pour le contrôleur PI.

Tableau IV. 9 : Comparaison des temps de synchronisation entre les contrôleurs IBSC et PI.

	Temps de synchronisation (seconde)		
	1 ^{ère} GADA du premier groupe	1 ^{ère} GADA du deuxième groupe	1 ^{ère} GADA du troisième groupe
Contrôleur IBSC	0,045 s	0,045 s	0,045 s
Contrôleur PI	0,06 s	0,084 s	0,133 s

A travers ces Figures, on peut conclure que les performances du correcteur PI diminuent et le temps de réponse de synchronisation augmente lorsque la vitesse de rotation est inférieure à la vitesse de synchronisme.

D'après les Figures IV. 26. c, IV. 28. c et IV. 30. c, on constate que les courants rotoriques directs sont l'image de la tension en quadrature du réseau électrique et que le courant rotorique en quadrature est l'image de la tension directe du réseau électrique. Selon ces Figures, il apparaît très clair que le contrôleur IBSC est très efficace pour suivre les courants rotoriques directs et en quadrature par rapport au contrôleur de type PI classique.

Selon les Figures IV. 26. d, IV. 28. d et IV. 30. d, on voit que les angles de déphasage statoriques ont suivi l'angle de déphasage du réseau électrique pour les deux contrôleurs, mais le contrôleur IBSC a une réponse très rapide par rapport au contrôleur PI.

IV.7. Conclusion

Ce chapitre, nous a permis de présenter la synchronisation d'une ferme éolienne à base des machines électriques de type GADA avec le réseau électrique. Dans la première partie, nous avons développé le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA pour la synchronisation. Ensuite, nous avons proposé un schéma

de contrôle indirect des tensions statoriques en utilisant le contrôleur non linéaire de type IBSC, afin d'améliorer et d'accélérer la synchronisation des GADAs au réseau électrique.

A travers les résultats de simulation, nous avons remarqué que le contrôleur non linéaire de type IBSC proposé permet d'avoir un temps de réponse très court et des performances très élevées par rapport au correcteur PI classique. De plus, ce type de contrôleur permet de réduire les contraintes sur les composants électriques et mécaniques des éoliennes et d'éviter les perturbations dans le système électrique.

Chapitre V :

Contrôle et gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne raccordée au réseau électrique de distribution

V.1. Introduction.....	129
V.2. Contrôle d'une ferme éolienne raccordée au réseau de distribution.....	130
V.2.1. Contrôle de la fréquence (ou de la puissance active).....	130
V.2.2. Contrôle de la tension (ou de la puissance réactive).....	130
V.2.3. Nécessité d'un contrôle de la tension.....	131
V.3. Contrôle et gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne.....	131
V.3.1. Gestionnaires du réseau de transport ou du réseau de distribution.....	132
V.3.2. Supervision centrale d'une ferme éolienne.....	132
V.3.2.1. Algorithmes de supervision centrale.....	133
V.3.2.2. Limitations de puissance réactive.....	133
V.3.2.3. Gestion de la puissance active entre la ferme éolienne et le réseau électrique...140	
V.3.2.4. Gestion de la puissance réactive entre la ferme éolienne et le réseau électrique.....	141
V.3.2.5. Algorithme de supervision centrale basé sur le régulateur PI.....	143
V.3.2.6. Algorithme de supervision centrale base sur la distribution proportionnelle....	145
V.3.3. Supervision locale d'une ferme éolienne.....	146
V.3.3.1. Gestion de la puissance active de la GADA.....	146
V.3.3.2. Gestion de la puissance réactive de la GADA.....	147
V.3.3.3. Algorithme de gestion des puissances active et réactive du stator et du CCR au niveau de l'unité de supervision locale.....	148
V.3.4. Commande vectorielle à flux orienté de la GADA.....	150
V.3.4.1. Commande du Convertisseur Côté Machine.....	150
V.3.4.2. Commande du Convertisseur Côté Réseau.....	151
V.4. Schémas bloc du contrôle et de la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne.....	151
V.5. Résultats de simulation.....	155
V.5.1. Résultats de simulation de la ferme éolienne et interprétations.....	155
V.5.2. Résultats de simulation des GADAs et interprétations.....	161
V.6. Conclusion.....	168

V.1. Introduction

Dans les fermes éoliennes les fluctuations de la vitesse du vent peuvent entraîner des problèmes techniques, tels qu'une instabilité de la tension au PCC. Ainsi, fournir la puissance réactive nécessaire et sélectionner sa référence devient difficile pour le gestionnaire de réseau électrique [Zha-17]. De plus, l'écart de la tension au PCC augmente lorsque les éoliennes fonctionnent à proximité d'une centrale électrique, où les lignes électriques sont très courtes et le taux de court-circuit R/X est élevé. Cet écart peut entraîner des fluctuations significatives dans le flux de puissance réactive. Par conséquent, ces fluctuations augmentent les pertes joules dans le système éolien.

Généralement, la nature de la puissance réactive fournie ou absorbée par la ferme est déterminée par la décision des gestionnaires de réseau. Cette décision est liée à plusieurs facteurs [Lun-07]. Parmi ces facteurs, la stabilité de tension au PCC. Dans les fermes éoliennes modernes, le contrôle de la tension, les exigences techniques et les codes de réseau recommandés par les opérateurs du système sont des étapes très importantes [Moh-12]. Ceci afin de réduire les effets des fluctuations de la vitesse du vent et d'améliorer la stabilité du système. D'autre part, ils ajustent en permanence le flux de puissance réactive et maintiennent des tensions stables aux extrémités des éoliennes.

Dans ce chapitre, nous s'intéresserons par le contrôle et la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne. Tout d'abord, nous allons énumérer les différents algorithmes de supervision des fermes éoliennes, existant dans la littérature. Parmi des ces algorithmes, nous nous intéresserons aux deux algorithmes de supervision centrale : le premier est basé sur le régulateur Proportionnel-Intégral (PI) et le second est basé sur une distribution proportionnelle. Ensuite, nous allons développer un algorithme de gestion au niveau de l'unité de supervision centrale permettant la détermination des puissances active et réactive de référence de la ferme éolienne, pendant le mode « facteur de puissance unitaire » et le mode « défaut ». Puis, nous allons développer un algorithme de gestion au niveau de l'unité de supervision locale permettant la répartition des puissances de référence des convertisseurs associés à la GADA, pendant ces modes.

Par la suite, nous nous intéresserons par le contrôle de la GADA en utilisant la commande vectorielle avec orientation du flux statorique, afin de réaliser les meilleures performances dans les applications des éoliennes à vitesse variable. Finalement, les algorithmes proposés dans ce chapitre seront implémentés sur Matlab/Simulink en utilisant l'outil **S-Function Builder** pour évaluer leurs performances, ce qui facilite leur intégration dans de vraies cartes de contrôle et leur test dans des expériences réelles au futur.

V.2. Contrôle d'une ferme éolienne raccordée au réseau de distribution

D'une manière générale, l'unité de contrôle agit comme une interface entre l'opérateur du système et la ferme éolienne, permettant le contrôle et la supervision globale. En fait, elle doit contrôler efficacement la fréquence ou la puissance active, et la tension ou la puissance réactive, permettant ainsi de garantir la stabilité du système. Pour contrôler les puissances active et réactive d'une ferme éolienne, il est nécessaire d'effectuer des mesures de courant et de tension au PCC.

V.2.1. Contrôle de la fréquence (ou de la puissance active)

La valeur de fréquence est une valeur globale identique sur l'ensemble du réseau électrique. Sa valeur doit rester dans une plage de très faible variation, afin d'assurer un fonctionnement normal [Ely-18]. Ces dernières années, la capacité d'énergie éolienne a augmenté rapidement, ce qui élève des inquiétudes quant au fonctionnement sûr et fiable des systèmes électriques. De plus, cela peut entraîner une instabilité et une difficulté de contrôler la fréquence du système en raison des fluctuations imprévisibles de la vitesse du vent [Li-18.c]. D'autre part, le remplacement des centrales électriques conventionnelles par des centrales éoliennes conduira inévitablement à la réduction de l'inertie du système et à la détérioration de la réponse en fréquence du système électrique [Li-21]. Selon les codes des réseaux électriques, le contrôle de la fréquence des parcs éoliens est essentiel [Dia-14].

V.2.2. Contrôle de la tension (ou de la puissance réactive)

Le contrôle de la tension ou de la puissance réactive des éoliennes est essentiel pour faciliter l'intégration des fermes éoliennes au réseau électrique. Pour un fonctionnement efficace et fiable des fermes éoliennes connectées au réseau électrique, le contrôle de la tension ou de la puissance réactive doit réaliser les objectifs suivants [Kun-94] :

- Maintenir les tensions au PCC, au point de connexion des groupes éoliennes et au point de connexion des éoliennes de chaque groupe dans les limites acceptables,
- Assurer la stabilité du système,
- Réduire les pertes joules dans les lignes de transmission.

La production ou l'absorption de la puissance réactive est liée à la régulation de la tension au PCC. Pour déterminer la nature de la puissance réactive, la tension est mesurée à un nœud particulier, aux bornes de l'éolienne ou au PCC, et introduite dans la boucle de régulation. Afin de contrôler la tension au PCC, il existe deux types de schémas de contrôle : décentralisé et centralisé [Mar-11].

V.2.3. Nécessité d'un contrôle de la tension

Étant donné que les nœuds ont une résistance et une inductance, le courant dans le nœud provoque une différence de potentiel. De plus, la tension des nœuds est affectée par la capacité, la résistance et l'inductance des transformateurs, des lignes et des câbles. En effet, elle ne doit pas s'écarter de la valeur de la tension nominale. Pour éviter les variations des tensions aux nœuds, le contrôle de la tension est essentiel. Ce contrôle doit maintenir les tensions des nœuds du système dans les limites requises et d'éviter tout écart par rapport à la valeur nominale [Kun-94].

Il est important de noter que la tension du nœud est une quantité locale, contrairement à la fréquence du système, qui est une quantité globale au niveau du système. Par conséquent, la tension à un nœud particulier ne peut être contrôlée depuis n'importe quel point du système, comme c'est le cas pour la fréquence. Il est très important de prendre en compte cette propriété, sinon il sera impossible de comprendre l'effet des centrales éoliennes sur le contrôle de la tension.

Les réseaux de transport sont constitués de lignes aériennes à très faible résistance mais de réactance inductive élevée. Dans ce type de réseau, la différence de tension entre les deux extrémités d'une ligne est fortement affectée. En raison des caractéristiques des réseaux de transport, les tensions des nœuds sont contrôlées principalement en modifiant la production ou la consommation de la puissance réactive des générateurs connectés au réseau de transport. Par contre, les réseaux de distribution sont constitués de lignes aériennes ou de câbles souterrains pour lesquels la résistance n'est pas négligeable par rapport à la réactance inductive. Par conséquent, l'effet de la puissance réactive sur la tension des nœuds est moins significatif que dans le cas des réseaux de transport. De plus, les générateurs connectés aux réseaux de distribution ne sont pas toujours capables de faire varier leur puissance réactive de sortie pour contribuer au contrôle de la tension. Par conséquent, les tensions des nœuds dans les réseaux de distribution sont donc contrôlées principalement en modifiant le rapport de spires du transformateur qui relie le réseau de distribution au niveau de tension supérieur.

V.3. Contrôle et gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne

Dans cette section, nous présentons en détail sur le contrôle et la gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne. Après l'étape de synchronisation, les contacteurs sont fermés pour passer à la deuxième étape. Cette étape est appelée : contrôle des puissances active et réactive. L'objectif principal du contrôle des puissances active et réactive de la ferme éolienne est de suivre les puissances de référence imposées par les gestionnaires de réseau électrique. La hiérarchie de contrôle d'un système de conversion de l'énergie éolienne se compose principalement de plusieurs niveaux de contrôle, qui sont les suivants :

- 1) Gestion du réseau de transport ou du réseau de distribution,
- 2) Supervision centrale d'une ferme éolienne,
- 3) Supervision locale d'une ferme éolienne,
- 4) Contrôle des puissances active et réactive de chaque GADA.

V.3.1. Gestionnaires du réseau de transport ou du réseau de distribution

Généralement, l'énergie éolienne générée par la turbine éolienne varie considérablement en fonction des conditions de la vitesse du vent. La fluctuation de cette énergie cause des problèmes sérieux liés à la fiabilité et à la sécurité du système électrique [Ben-20, Ahm-10]. Pour cette raison, les gestionnaires de réseau électriques ont établi des codes de réseau stricts. Ces codes peuvent permettre aux centrales éoliennes de fonctionner comme des centrales électriques conventionnelles. [Moh-12].

V.3.2. Supervision centrale d'une ferme éolienne

Pour mieux gérer les fermes éoliennes connectées au réseau électrique, une structure de communication informatique devient indispensable. Elle nous permet de disposer des connaissances des états des éoliennes et de la ferme, et d'envoyer des consignes de commande pour piloter les éoliennes. De plus, cette structure de communication doit être liée au gestionnaire du réseau. Ceci met en évidence l'importance du choix des technologies de communication mises en œuvre entre les différentes parties participant au bon fonctionnement de l'éolienne et de la ferme. La fiabilité des technologies de communication retenues est un élément important. Le système SCADA (*En anglais : Supervisory, Control And Data Acquisition*) est bien adapté pour répondre à ces besoins. Les principales tâches du système SCADA sont la surveillance et le contrôle des puissances active et réactive de la ferme. Les références de ces puissances sont données par les gestionnaires de réseaux électriques. Ce système permet d'autres avantages pour contrôler à distance, à savoir :

- Opération soit en local soit à distance sur l'appareillage,
- Acquisition d'informations et de mesures sur le système,
- Manipulation d'évènements et alarmes.

La communication des données par le système SCADA peut être basée sur des types de protocoles de communication existant. Parmi ces protocoles, les normes du modèle d'information commun de la commission d'électrotechnique internationale **CEI 61850** et **CEI 61400-25**, **CEI 61970**, **CEI 61968**, **CEI 62325**, sont les plus récentes. La norme **CEI 61850** définit toutes les communications au niveau des postes source, et la norme **CEI 61400-25** porte sur les communications dans la ferme éolienne [IEC-00, Ost-16, Sou-16, Usl-16].

L'objectif principal de l'unité de supervision centrale de la ferme éolienne est le contrôle des puissances active et réactive générées par la ferme selon un plan de production demandé chaque heure par le gestionnaire de réseau. De plus, elle répartit les références des puissances active et réactive sur les éoliennes. Ces références seront envoyées en temps réel aux unités de supervision locale de la ferme éolienne.

V.3.2.1. Algorithmes de supervision centrale

Dans cette section, nous allons présenter les algorithmes de supervision centrale des fermes éoliennes. Les travaux de recherche récents dans le domaine de l'énergie éolienne ont été orientés vers la conception des algorithmes de supervision centrale dans le but de répartir les puissances active et réactive de référence sur les éoliennes. Dans ce contexte, plusieurs algorithmes pour le contrôler et la gestion d'une ferme éolienne, ont été proposés [Ghe-09, Nik-10, Rod-08, Zha-10] et peuvent être classés principalement en trois groupes :

- 1) Les algorithmes de supervision basés sur des régulateurs Proportionnel-Intégral PI,
- 2) L'algorithme de supervision basé sur la distribution proportionnelle,
- 3) L'algorithme de supervision basé sur des fonctions d'optimisation.

Avant de mettre en œuvre ces algorithmes, les limites de la puissance réactive de chaque éolienne et la limite de la puissance réactive de la ferme doivent être connues. Une fois que l'on connaît les limitations des puissances réactives, on peut s'intéresser à la répartition d'une consigne externe de puissance active et réactive demandée par le gestionnaire de réseau électrique sur les éoliennes.

V.3.2.2. Limitations de puissance réactive

Dans cette section, le diagramme PQ pour limiter la puissance réactive de la GADA est présenté. Dans les codes du réseau électrique, il est exigé que l'opérateur du système fournisse un diagramme PQ d'éolienne montrant la capacité de régulation de la puissance réactive au point de connexion. Il existe deux niveaux de saturation dans le mécanisme de fonctionnement des algorithmes de supervision centrale [Ahm-10]. Le premier niveau de saturation est lié au diagramme de fonctionnement PQ de l'éolienne, tandis que le deuxième niveau de saturation est lié au diagramme de fonctionnement PQ de la ferme éolienne. Pour le premier niveau, les trois principales grandeurs de conception limitant la capacité de la puissance réactive de la GADA sont les courants statoriques et rotoriques nominaux, la tension rotorique nominale et la stabilité durant le régime permanent.

V.3.2.2.1. Limitation de la puissance réactive par le courant statorique

Le diagramme PQ pour limiter la puissance réactive de la GADA par le courant statorique nominal est obtenu en utilisant l'équation suivante [Ghe-11] :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{(3V_s I_s^{nom})^2 - P_s^2} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{(3V_s I_s^{nom})^2 - P_s^2} \end{cases} \quad (V.1)$$

Durant le mode de fonctionnement hypo-synchrone, la puissance active totale P_g de la GADA est définie par :

$$P_g = P_s - P_r \quad (V.2)$$

Où :

$$P_r = gP_s \quad (V.3)$$

En considérant que toutes les pertes dans le système éolien sont négligeables, on peut écrire :

$$P_g = P_{WT}^{avi} \quad (V.4)$$

En remplaçant l'équation (V.2) dans l'équation (V.4), on trouve :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{\left(3V_s I_s^{nom}\right)^2 - \left(\frac{1}{1-s} P_{WT}^{avi}\right)^2} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{\left(3V_s I_s^{nom}\right)^2 - \left(\frac{1}{1-s} P_{WT}^{avi}\right)^2} \end{cases} \quad (V.5)$$

Où :

$$P_s = \frac{1}{1-s} P_{WT}^{avi} \quad (V.6)$$

Avec :

I_s^{nom} : le courant statorique nominal,

V_s : la tension statorique simple,

$Q_s^{\min}$: la puissance réactive minimale du stator de la GADA,

$Q_s^{\max}$: la puissance réactive maximale du stator de la GADA,

P_s : la puissance active statorique,

P_r : la puissance active rotorique,

P_{WT}^{avi} : la puissance active disponible, délivrée par la GADA.

V.3.2.2.2. Limitation de la puissance réactive par le courant rotorique

Dans cette partie, nous allons présenter la limitation de la puissance réactive de la GADA par le courant rotorique. On définit la force électromotrice interne rotorique (FEM) de la GADA par l'équation suivante [Ghe-09] :

$$\bar{E}_r = jX_m \bar{I}_r \quad (V.7)$$

Ou :

$$\bar{E}_r = \bar{V}_s + R_s \bar{I}_s + jX_s \bar{I}_s \quad (V.8)$$

Le fondamental de la FEM possède un déphasage δ par rapport à la tension simple du réseau. Si l'on note ϕ le déphasage arrière du courant $\bar{I}_s$ sur la tension $\bar{V}_s$, la représentation vectorielle associée est celle de la Figure V. 1.

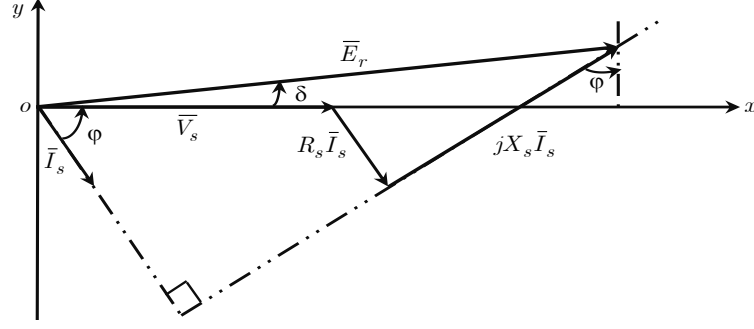


Figure V. 1 : Représentation vectorielle de la tension.

Les projections sur un repère (x, y) , de l'équation (V.8) conduisent à écrire :

$$\begin{cases} E_r \cos(\delta) = V_s + X_s I_s \sin(\varphi) \\ E_r \sin(\delta) = X_s I_s \cos(\varphi) \end{cases} \quad (\text{V.9})$$

D'où :

$$\begin{cases} I_s \sin(\varphi) = \frac{E_r \cos(\delta) - V_s}{X_s} \\ I_s \cos(\varphi) = \frac{E_r \sin(\delta)}{X_s} \end{cases} \quad (\text{V.10})$$

Avec :

δ : l'angle de déphasage interne, entre le vecteur de la tension du stator et le vecteur de la FEM induite.

Les puissances active et réactive statoriques sont définies comme suit :

$$\begin{cases} P_s = 3V_s I_s \cos(\varphi) \\ Q_s = 3V_s I_s \sin(\varphi) \end{cases} \quad (\text{V.11})$$

En remplaçant l'équation (V.10) dans l'équation (V.11), on trouve :

$$\begin{cases} P_s = 3V_s \frac{E_r}{X_s} \sin(\delta) \\ Q_s = 3V_s \frac{E_r}{X_s} \cos(\delta) - \frac{3V_s^2}{X_s} \end{cases} \quad (\text{V.12})$$

A partir de l'équation (V.7), on peut écrire :

$$E_r = X_m I_r \quad (\text{V.13})$$

En remplaçant l'équation (V.13) dans l'équation (V.12), on obtient :

$$\begin{cases} P_s = 3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r \sin(\delta) \\ Q_s = 3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r \cos(\delta) - \frac{3V_s^2}{X_s} \end{cases} \quad (\text{V.14})$$

À partir de l'équation (V.14), la relation qui lie les puissances active et réactive et le courant rotorique est donnée par :

$$P_s^2 + \left(Q_s + \frac{3V_s^2}{X_s} \right)^2 = \left(3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r \right)^2 \quad (\text{V.15})$$

D'après l'équation (V.16), le diagramme PQ pour limiter la puissance réactive par le courant nominal rotorique est donné par :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r^{nom} \right)^2 - P_s^2} - \frac{3V_s^2}{X_s} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r^{nom} \right)^2 - P_s^2} - \frac{3V_s^2}{X_s} \end{cases} \quad (\text{V.16})$$

En remplaçant l'équation (V.6) dans l'équation (V.16), on obtient :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r^{nom} \right)^2 - \left(\frac{1}{1-s} P_{WT}^{avi} \right)^2} - \frac{3V_s^2}{X_s} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{X_s} I_r^{nom} \right)^2 - \left(\frac{1}{1-s} P_{WT}^{avi} \right)^2} - \frac{3V_s^2}{X_s} \end{cases} \quad (\text{V.17})$$

Avec :

I_r^{nom} : le courant rotorique nominal.

V.3.2.2.3. Limitation de la puissance réactive par la tension rotorique

Maintenant nous allons présenter la limitation de la puissance réactive de la GADA par la tension rotorique. Les puissances active et réactive en fonction de la tension rotorique sont définies comme suit [Ghe-11] :

$$\begin{cases} P_s = 3V_s \frac{X_m}{\sigma g X_s X_r} V_r \sin(\delta') \\ Q_s = 3V_s \frac{X_m}{\sigma g X_s X_r} V_r \cos(\delta') - \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \end{cases} \quad (\text{V.18})$$

Où :

$$\sigma = 1 - \frac{X_m^2}{X_s X_r}$$

Avec :

δ' : l'angle de déphasage entre le vecteur de la tension du stator et le vecteur de la tension du rotor.

σ : le facteur de distorsion.

A partir de l'équation (V.18), les puissances active et réactive peuvent s'écrire comme suit :

$$P_s^2 + \left(Q_s + \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \right)^2 = \left(3V_s \frac{X_m}{\sigma X_s X_{r,s}} V_r \right)^2 \quad (V.19)$$

Le diagramme PQ pour limiter la puissance réactive par la tension rotorique nominale de la GADA est obtenu en utilisant les équations suivantes :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{\sigma X_s X_{r,s}} V_r^{nom} \right)^2 - P_s^2} - \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{\sigma X_s X_{r,s}} V_r^{nom} \right)^2 - P_s^2} - \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \end{cases} \quad (V.20)$$

En remplaçant (V.6) dans l'équation (V.20), on obtient :

$$\begin{cases} Q_s^{\min} = -\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{\sigma X_s X_{r,s}} V_r^{nom} \right)^2 - \left(\frac{1}{1-s} P_{WT}^{avi} \right)^2} - \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \\ Q_s^{\max} = +\sqrt{\left(3V_s \frac{X_m}{\sigma X_s X_{r,s}} V_r^{nom} \right)^2 - \left(\frac{1}{1-s} P_{WT}^{avi} \right)^2} - \frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \end{cases} \quad (V.21)$$

Avec :

V_r^{nom} : la tension rotorique nominale.

V.3.2.2.4. Limitation de la puissance réactive par la stabilité en régime permanent

Lorsque la tension statorique et la force électromotrice interne sont orthogonales, c'est-à-dire, $\delta = 90^\circ$, et utilisant les équations (V.16) et (V.20), on obtient deux limites de stabilité en régime permanent représentées par deux droites conformément aux équations suivantes [San-08] :

$$Q_{s,1} = -\frac{3V_s^2}{X_s} \quad (V.22)$$

$$Q_{s,2} = -\frac{3V_s^2}{\sigma X_s} \quad (V.23)$$

Cependant, la limite la plus grande parmi les deux droites est considérée comme la plus significative pour assurer le fonctionnement stable de la GADA. On définit la limite de stabilité en régime permanent par :

$$Q_{s_lim}^{stab} = \max(Q_{s,1}, Q_{s,2}) \quad (V.24)$$

Comme $\sigma < 1$, on aura :

$$Q_{s,1} > Q_{s,2} \quad (V.25)$$

Par conséquent, la limite de stabilité est donnée par :

$$Q_s = Q_{s,lim}^{stab} = Q_{s,1} = -\frac{3V_s^2}{X_s} \quad (V.26)$$

V.3.2.2.3. Limitation de la puissance réactive du CCR

Dans le système de conversion de l'énergie éolienne basé sur la GADA, lors des fluctuations de tension ou lorsque le courant du rotor atteint la valeur nominale, le CCR peut apporter de la puissance réactive au réseau. Par conséquent, la puissance réactive minimale $Q_f^{\min}$ et maximale $Q_f^{\max}$ du CCR est calculée comme suit [kim-19] :

▪ **Pour limitation minimale :**

$$Q_f^{\min} = -\sqrt{(V_l I_l^{nom})^2 - P_r^2} \quad (V.27)$$

▪ **Pour limitation maximale :**

$$Q_f^{\max} = +\sqrt{(V_l I_l^{nom})^2 - P_r^2} \quad (V.28)$$

Avec :

I_l^{nom} : le courant nominal absorbé par CCR,

V_l : la tension d'alimentation du CCR,

P_r : la puissance active du rotor de la GADA,

$Q_f^{\min}$: la puissance réactive minimale du CCR,

$Q_f^{\max}$: la puissance réactive maximale du CCR.

La Figure V. 2, représente le diagramme théorique PQ du stator de la GADA et du CCR.

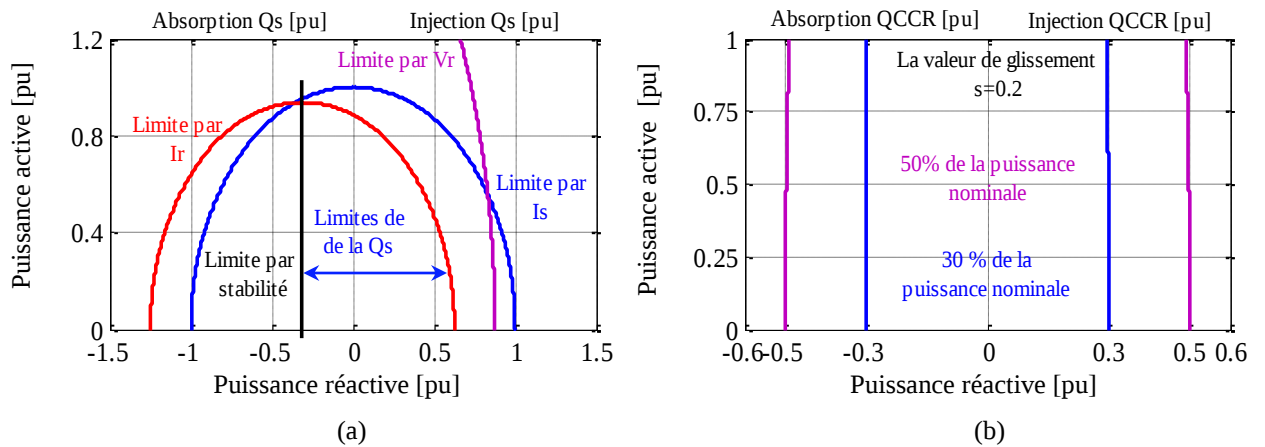


Figure V. 2 : Diagramme PQ d'une éolienne de type GADA :

a) limitation de la puissance réactive du stator,

b) limitation de la puissance réactive du CCR.

La Figure V. 3, représente le diagramme PQ de la GADA et de la ferme éolienne.

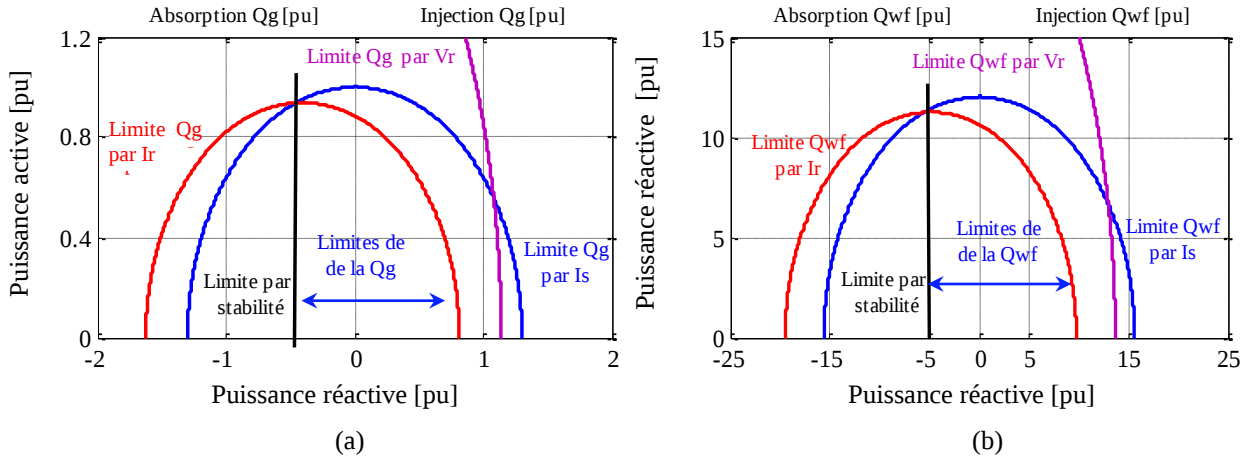


Figure V. 3 : Diagramme PQ d'une éolienne de type GADA : a) limitation de la puissance réactive de la GADA, b) limitation de la puissance réactive de la ferme éolienne.

Généralement les limites de la puissance réactive d'une ferme éolienne dépendent du nombre d'éoliennes de la ferme. La Figure V.3.b, montre le diagramme de limite PQ de la puissance réactive de douze GADA ($n=12$).

La Figure V. 4, représente l'impact de la tension du stator et le glissement de la GADA sur diagramme théorique PQ.

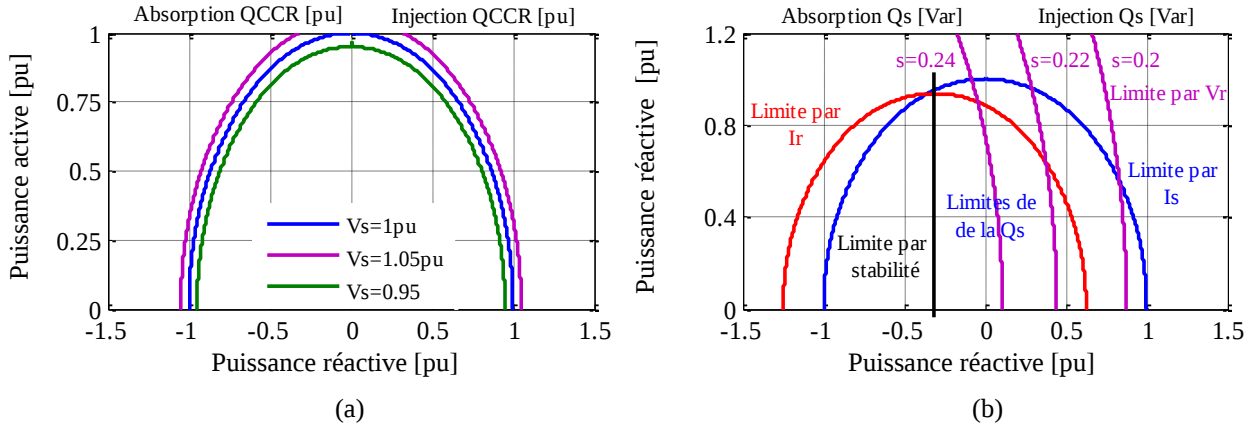


Figure V. 4 : Diagramme PQ d'une éolienne de type GADA : a) impact de la tension du stator sur la courbe de capacités de la GADA, b) impact de glissement sur la courbe de capacité de la GADA.

D'après l'analyse des diagrammes PQ, représentés sur les Figures V.2, V.3 et V.4, on peut conclure que :

- Le facteur limitant pour l'absorption de la puissance réactive, en régimes transitoire et permanent, est le courant du stator.
- Le facteur limitant pour l'absorption de la puissance réactive, en régime permanent, est la stabilité en régime permanent.
- Le facteur limitant pour la production de puissance réactive est typiquement le courant du rotor.

- À des glissements élevés, la tension du rotor limite la production de la puissance réactive. Il est toutefois déconseillé de faire fonctionner le générateur près de la limite de tension nominale du rotor, car la capacité de puissance réactive est très sensible aux petits changements de glissement.
- Si le CCR est utilisé pour fournir de la puissance réactive au réseau, l'intervalle de limite de la puissance réactive augmente.

V.3.2.3. Gestion de la puissance active entre la ferme éolienne et le réseau électrique

Dans cette partie, nous nous sommes intéressés par la gestion de la puissance active entre la ferme éolienne et le réseau électrique. Il existe deux manières de déterminer la puissance active de référence pour la ferme éolienne. La première méthode consiste à totaliser les puissances maximales des éoliennes, tandis que la seconde méthode consiste à imposer la puissance active de référence par l'opérateur de système [, Zha-15, Li-18.b, Hua-19]. Dans notre travail, nous avons choisi la deuxième méthode, où la puissance active de référence pour la ferme éolienne est calculée de la manière suivante [Hua-19] :

$$P_{WF}^* = \mu P_{WF}^{avi} \quad (V.29)$$

Où :

$$\mu = \begin{cases} \frac{P_{so}^*}{P_{WF}^{avi}} & \text{if } P_{so}^* \leq P_{WF}^{avi} \\ 1 & \text{if } P_{so}^* > P_{WF}^{avi} \end{cases} \quad (V.30)$$

Et :

$$\begin{cases} P_{WF}^{avi} = \sum_{j=1}^N P_{WG,j}^{avi} & j \in N \\ P_{WG,j}^{avi} = \sum_{i=1}^n P_{WT,i}^{avi} & i \in n \end{cases}, \quad (V.31)$$

Avec :

$$P_{WT,i}^{avi} = \frac{1}{2} \rho A C_{p,\max}(\lambda_{opt}, \beta) V_i^3 \quad (V.32)$$

Et :

P_{WF}^* : la puissance active de référence pour la ferme éolienne,

P_{so}^* : la puissance active de référence imposée par l'opérateur du système,

P_{WF}^{avi} : la puissance active disponible à la ferme éolienne,

$P_{WG,j}^{avi}$: la puissance active disponible au groupe éolien d'indice j , $j = 1, \dots, N$,

$P_{WT,i}^{avi}$: la puissance active disponible à l'éolienne d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

V.3.2.4. Gestion de la puissance réactive entre la ferme éolienne et le réseau électrique

Dans cette partie, nous nous sommes intéressés par la gestion de la puissance réactive entre la ferme éolienne et le réseau électrique. Les gestionnaires de réseau électrique ont proposé des codes de réseau pour gérer le flux de puissance réactive de la ferme éolienne [Rod-08]. Par exemple, si la tension est inférieure à 0,95 pu, le générateur éolien doit être capable de fournir une quantité de puissance réactive.

Le contrôle et la gestion de la puissance réactive sont cruciaux du fait que toutes les technologies de générateurs des fermes éoliennes n'ont pas la même capacité. Par conséquent, la ferme éolienne doit être munie d'un contrôle efficace de la puissance réactive pour améliorer la stabilité de la tension au PCC et garantir que la ferme reste connectée au réseau électrique pendant et après les défauts de tension. Le contrôle de la tension au PCC et l'utilisation des codes de réseau électrique sont nécessaires.

Le contrôle secondaire de la tension garantit l'ajustement de la valeur tout en maintenant un partage équitable de la puissance réactive au PCC. De plus, ce contrôle doit répondre, en temps réel, aux changements dans le flux de puissance réactive dans le système, et ajuster la tension aux bornes des générateurs. Le contrôle secondaire de la tension entraînera l'injection de la puissance réactive proportionnelle aux chutes de tension. Ainsi, il soutient le processus de récupération de la tension du réseau après les perturbations. Ce contrôle peut être mis en œuvre par le régulateur PI, ce qui permet de régler le changement de la puissance réactive de référence. Ce changement est calculé par l'équation suivante :

$$\Delta Q_{WF}^* = \left(K_{p,V_{pcc}} + \frac{K_{i,V_{pcc}}}{s} \right) (V_{PCC}^* - V_{PCC}^{mes}) \quad (V.33)$$

Avec :

$K_{p,V_{pcc}}, K_{i,V_{pcc}}$: les gains du régulateur PI,

V_{PCC}^* : la tension de référence au PCC,

V_{PCC}^{mes} : la tension mesurée au PCC,

ΔQ_{WF}^* : le changement de la puissance réactive de référence pour la ferme éolienne.

Avant de déterminer la puissance réactive de référence pour la ferme éolienne, on ajoute une consigne de la puissance réactive sous forme d'un signal additif à la variation de la puissance réactive de référence (V.34). Cette consigne de la puissance réactive est liée à la chute de tension. L'expression de la chute de tension est donnée par [Rod-08] :

$$\Delta V_{PCC} (\%) = \left(\frac{P_{WF}}{S_{cc}} \right) (\%) \cdot \left(\cos \varphi_k + \frac{\sin \varphi_k}{100} \cdot \left(\frac{Q_{WF}}{P_{WF}} \right) (\%) \right) \quad (V.34)$$

Où φ_k est le déphasage entre la tension du réseau électrique et celle du PCC.

Etant donné que la résistance du réseau électrique est très faible ; alors $\varphi_k \cong 90^\circ$. Donc, l'équation (V.35) peut être exprimée comme suit :

$$\Delta V_{PCC} (\%) = \left(\frac{P_{WF}}{S_{cc}} \right) (\%) \cdot \left(\frac{1}{100} \cdot \left(\frac{Q_{WF}}{P_{WF}} \right) (\%) \right) \quad (V.35)$$

En utilisant l'équation (V.35), la consigne de la puissance réactive de la ferme éolienne est déterminée comme suit :

$$Q_{WF}^{set} = \Delta V_{PCC} \cdot S_{cc} \quad (V.36)$$

Avec :

Q_{WF}^{set} : la consigne de la puissance réactive pour ferme éolienne.

ΔV : la chute de la tension,

S_{cc} : la puissance apparente de court-circuit du réseau électrique.

Donc, la puissance réactive de référence pour la ferme éolienne est calculée comme suit :

$$\begin{cases} Q_{WF}^* = \Delta Q_{WF}^* \pm Q_{WF}^{set} & \text{si } \Delta V_{PCC} < 0.95 \text{ ou } \Delta V_{PCC} > 1.05 \\ Q_{WF}^* = \Delta Q_{WF}^* & \text{si } 0.95 < \Delta V_{PCC} < 1.05 \end{cases} \quad (V.37)$$

Avec :

Q_{WF}^* : la puissance réactive de référence pour la ferme éolienne,

Le schéma bloc de l'algorithme de détermination des puissances active et réactive de références pour la ferme éolienne au niveau de l'unité centrale de supervision est représenté dans la Figure V. 5.

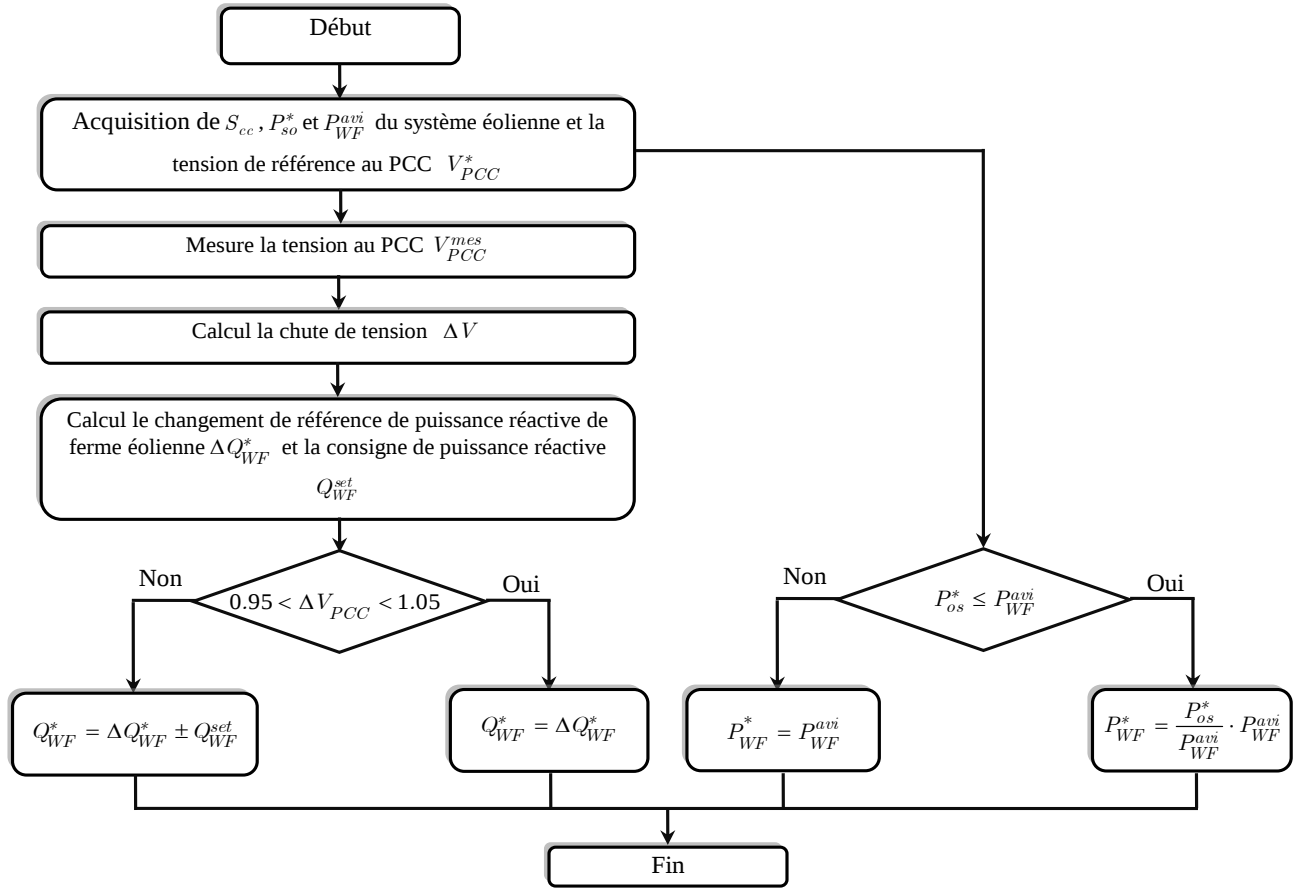


Figure V. 5 : L'algorithme de détermination des puissances active et réactive de référence pour la ferme éolienne au niveau de l'unité centrale de supervision.

V.3.2.5. Algorithme de supervision centrale basé sur le régulateur PI

Dans cette section, nous nous sommes intéressés par la supervision basés sur des régulateurs Proportionnel-Intégral PI, vue sa simplicité de mise en œuvre. Cette classe d'algorithme règle le problème de la supervision de la ferme éolienne en utilisant un simple régulateur PI. Deux algorithmes peuvent être distingués :

- 1) Le premier utilise le régulateur PI pour régler directement les puissances active et réactive générée par la ferme [Rod-02, Rod-08, Ahm-10].
- 2) Le deuxième utilise le régulateur PI pour régler le facteur de puissance global [For-08, Fer-10, Tap-06, Tap-07, Ata-22.a].

Dans notre travail, nous allons choisir l'algorithme utilisant le régulateur PI pour régler directement les puissances active et réactive générée par la ferme éolienne. De plus, il permet la réparation des puissances active et réactive de référence sur les éoliennes. Pendant l'exécution de cet algorithme, toutes les génératrices reçoivent les mêmes références issues d'un régulateur PI [Rod-08, Ahm-10]. D'autre part, cet algorithme est facile à mettre en œuvre. Les puissances active et réactive de référence de chaque groupe éolien sont calculées par l'équation suivante [Ghe-11] :

$$\begin{cases} P_{WG,j}^* = \frac{(P_{WF}^* - P_{WF})}{N} \left[K_{p,WF} + \frac{K_{i,WF}}{s} \right] \\ Q_{WG,j}^* = \frac{(Q_{WF}^* - Q_{WF})}{N} \left[K_{p,WF} + \frac{K_{i,WF}}{s} \right] \end{cases} \quad (V.38)$$

D'après l'équation (V.37), les puissances active et réactive de référence de chaque éolienne sont calculées par l'équation suivante :

$$\begin{cases} P_{WT,i}^* = \frac{P_{WG,j}^*}{n} \\ Q_{WT,i}^* = \frac{Q_{WG,j}^*}{n} \end{cases} \quad (V.39)$$

Avec :

P_{WF}^* : la puissance active de référence donnée par le gestionnaire du réseau électrique,

Q_{WF}^* : la puissance réactive de référence donnée par le gestionnaire du réseau électrique,

$P_{WG,j}^*$: la puissance active de référence du groupe éolien d'indice j , $j = 1, \dots, N$,

$Q_{WG,j}^*$: la puissance réactive de référence du groupe éolien d'indice j , $j = 1, \dots, N$,

$P_{WT,i}^*$: la puissance active de référence d'éolienne d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

$Q_{WT,i}^*$: la puissance réactive de référence d'éolienne d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

Le principe de cet algorithme de contrôle est montré sur la Figure V. 6.

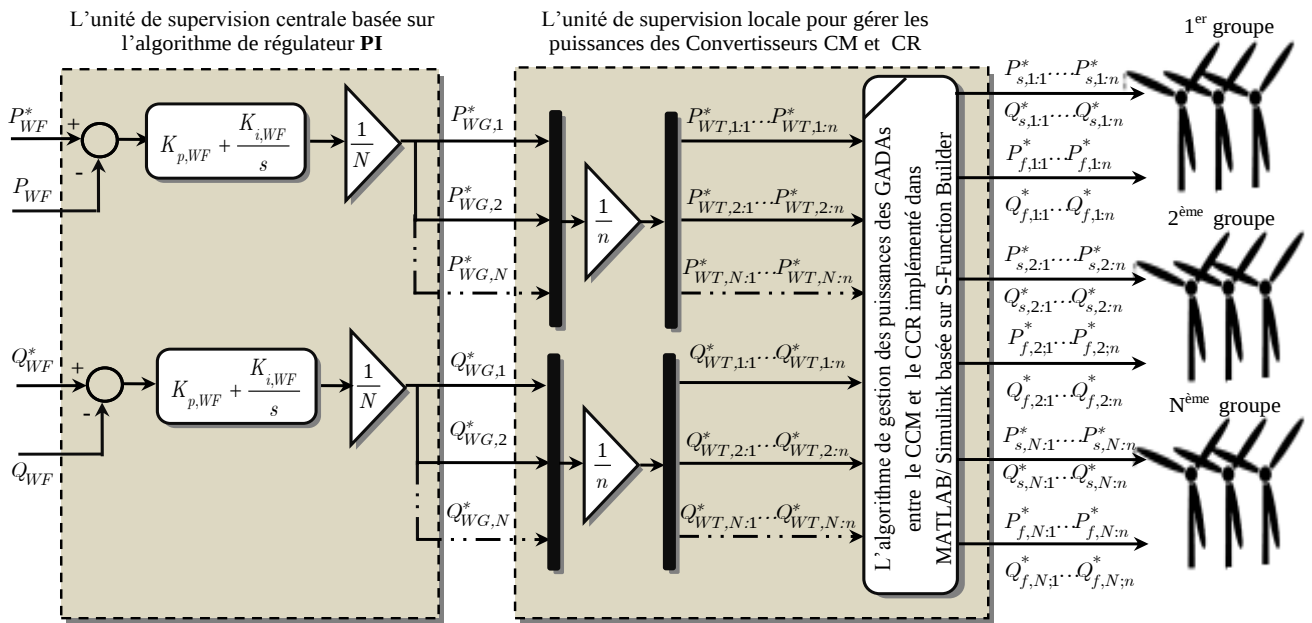


Figure V. 6 : Schéma de principe de l'algorithme de supervision centrale basé sur le régulateur PI pour contrôler directement les puissances active et réactive d'une ferme éolienne.

V.3.2.6. Algorithme de supervision centrale base sur la distribution proportionnelle

Dans cette sous-section, nous allons proposer un algorithme de supervision centrale basé sur l'aspect de distribution proportionnelle. Cet algorithme a été développé dans le but de distribuer les références des puissances active et réactive de la ferme éolienne d'une façon proportionnelle sur les éoliennes. En fait, la stratégie de cette approche permet à l'éolienne, qui a la plus grande capacité de production de puissance active, de recevoir la référence la plus élevée. D'un point de vue sécuritaire, cet algorithme permet de s'assurer que chaque éolienne fonctionne toujours loin de ses limites définies par le diagramme (P, Q) [Ghe-09]. Les références des puissances active et réactive de chaque éolienne sont calculées par l'algorithme de distribution proportionnelle suivant [Ghe-11] :

$$\begin{cases} P_{WT,i}^* = \frac{P_{WT,i}^{avi}}{P_{WF}^{avi}} P_{WF}^* \\ Q_{WT,i}^* = \frac{Q_{WT,i}^{\max}}{Q_{WF}^{\max}} Q_{WF}^* \end{cases} \quad (V.40)$$

Où :

$$\begin{cases} Q_{WF}^{\max} = \sum_{j=1}^N Q_{WG,j}^{\max} & j \in N \\ Q_{WG}^{\max} = \sum_{i=1}^n Q_{WT,i}^{\max} & i \in n \end{cases}, \quad (V.41)$$

Avec :

$Q_{WF}^{\max}$: La puissance réactive maximale de la ferme éolienne,

$Q_{WT,i}^{\max}$: la puissance réactive maximale de l'éolienne d'indice i , $i = 1, \dots, n$.

Le principe de cet algorithme de contrôle est montré sur la Figure IV. 7.

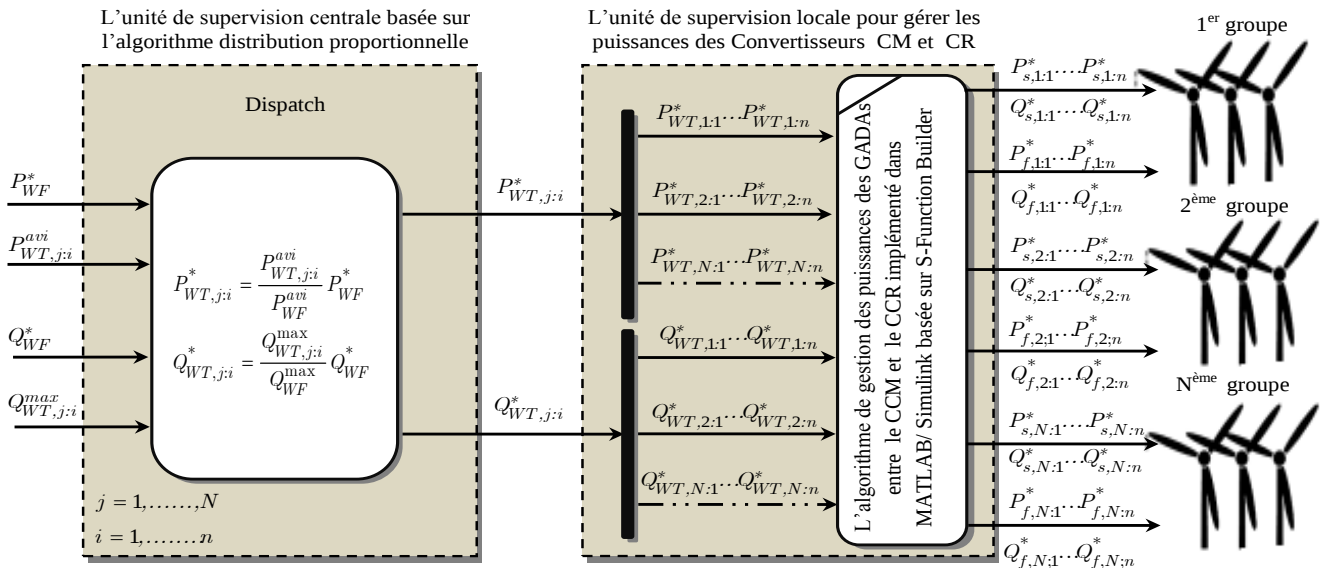


Figure V. 7 : Schéma bloc de l'algorithme de supervision centrale basée sur la distribution proportionnelle.

V.3.3. Supervision locale d'une ferme éolienne

Dans cette partie, nous nous intéressons à la gestion des puissances active et réactive au niveau de l'unité de supervision locale. L'objectif principal de cette unité est de générer les puissances active et réactive de référence du stator et du CCR quel que soit le mode de fonctionnement. De plus, elle permet la contribution du CCM et du CCR pour contrôler la puissance réactive de la GADA d'une manière optimale.

V.3.3.1. Gestion de la puissance active de la GADA

Généralement, la GADA fonctionne en deux modes : mode hypo-synchrone et mode hyper-synchrone. Dans ce type de machine, la gestion de la puissance active de la GADA est essentielle, afin d'augmenter l'efficacité de l'énergie éolienne.

- Pour le mode de fonctionnement « *hypo-synchrone* » : le glissement est positif, c'est-à-dire que la vitesse du rotor est inférieure à la vitesse synchrone, la puissance s'écoule du réseau électrique au rotor. Dans ce cas, les références des puissances actives des différents stators et des CCRs sont calculées comme suit [Ghe-11, Ata-22.a] :

$$\begin{cases} P_{s,i}^* = P_{WT,i}^* + P_{r,i} - P_{Joule,i} \\ P_{f,i}^* = P_{dc,i}^* \end{cases} \quad (V.42)$$

Avec :

$P_{s,i}^*$: la puissance active statorique de référence de la GADA d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

$P_{r,i}$: la puissance active rotorique de la GADA d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

$P_{Joule,i}$: les pertes joules au niveau de la GADA d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

$P_{f,i}^*$: la puissance active de référence du CCR d'indice i , $i = 1, \dots, n$,

$P_{dc,i}^*$: la puissance DC de référence du CCR d'indice i , $i = 1, \dots, n$.

- Pour le mode fonctionnement « *hyper-synchrone* » : le glissement est négatif, c'est-à-dire que la vitesse du rotor est supérieure à la vitesse synchrone, la puissance circule dans la direction opposée, du rotor du générateur vers le réseau. Dans ce cas, les puissances actives de référence des différents stators et des CCRs sont calculées comme suit :

$$\begin{cases} P_{s,i}^* = P_{WT,i}^* - P_{r,i} - P_{Joule,i} \\ P_{f,i}^* = P_{r,i} - P_{dc,i}^* \end{cases} \quad (V.43)$$

Avec :

$$\begin{cases} P_{r,i} = g_i P_{s,i} \\ P_{dc,i}^* = V_{dc,i} i_{dc,i}^* \end{cases} \quad (V.44)$$

Et :

$V_{dc,i}$: la tension du bus continu du CCR d'indice i , $i = 1, \dots, n$,
 $i_{dc,i}^*$: le courant de référence du CCR d'indice i , $i = 1, \dots, n$.

Remarque 1 : Dans notre travail, tous les GADAs fonctionnent en mode « hypo-synchrone ». D'un autre côté, nous avons considéré que les pertes de puissance dans chaque groupe, y compris les pertes des GADAs, sont prises en compte. Cependant, les pertes dans le convertisseur sont négligées, supposant que les interrupteurs sont idéaux. Les pertes joules du système sont calculées comme suit [Ghe-15, Hua-20] :

$$\begin{cases} P_{Joule,i} = P_{Joule,i}^{GADA} + P_{Joule,i}^{fl} \\ P_{Joule,j} = \sum_{i=1}^n P_{Joule,i} \end{cases} \quad (V.45)$$

Avec :

$P_{Joul,i}^{GADA}$: les pertes joules au niveau du stator et rotor de la GADA d'indice i , $i = 1, \dots, n$.

$P_{Joule,i}^{fl}$: les pertes joules au niveau du filtre côté réseau d'indice i , $i = 1, \dots, n$.

V.3.3.2. Gestion de la puissance réactive de la GADA

Traditionnellement, la puissance réactive de la GADA est injectée au réseau électrique via le CCM. Dans ce cas, il est possible de dépasser la valeur nominale du courant du rotor de la GADA, et surcharger les bobines triphasées du rotor. De plus, cela entraîne des pertes importantes au sein de la GADA et peut réduire la durée de vie du CCM.

Pour résoudre ce problème, nous allons proposer un algorithme de gestion au niveau de l'unité de supervision locale pour gérer la puissance réactive de la GADA injectée au réseau électrique via le CCM et le CCR. Cet algorithme sera vérifié pour les deux modes de fonctionnement suivants :

- le mode de facteur de puissance unitaire (*En anglais : Unity Power Factor ou UPF*),
- le mode de défaut de tension.

a) Le mode de facteur de puissance unitaire

En mode « UPF », les éoliennes fonctionnent pour délivrer son maximum de production de puissance active au réseau électrique. Dans ce cas, l'algorithme proposé maintiendra la puissance réactive de référence du stator à zéro et le CCR compense la totalité de la puissance réactive de référence demandée. Les puissances réactives de référence du stator de la GADA et du CCR sont calculées comme suit :

$$\begin{cases} Q_{s,i}^* = 0 \\ Q_{f,i}^* = Q_{WT,i}^* \end{cases} \quad i = 1, \dots, n \quad (V.46)$$

Dans ce mode et en cas où la puissance réactive de référence ($Q_{WT,i}^*$) est supérieure à la puissance réactive maximale ($Q_{f,i}^{\max}$) produite par le CCR, les puissances réactive de référence du stator de la GADA et du CCR sont calculées comme suit [Ghe-11] :

$$\begin{cases} Q_{s,i}^* = Q_{WT,i}^* - Q_{f,i}^{\max} \\ Q_{f,i}^* = Q_{f,i}^{\max} \end{cases} \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{V.47})$$

b) Le mode de défaut

Ce mode est appliqué lorsqu'un défaut survient sur le réseau électrique. Dans ces cas, les puissances réactives de référence du stator de la GADA et du CCR sont calculées comme suit [Ghe-11] :

$$\begin{cases} Q_{s,i}^* = Q_{s,i}^{mes} \\ Q_{f,i}^* = Q_{WT,i}^* - Q_{s,i}^{mes} \end{cases} \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{V.48})$$

V.3.3.3. Algorithme de gestion des puissances active et réactive du stator et du CCR au niveau de l'unité de supervision locale

La Figure V. 8, présente l'algorithme de gestion des puissances active et réactive au niveau de l'unité de supervision locale. Cet algorithme est implémenté sur Matlab/Simulink en utilisant le **S-Function Builder**. En fait, le **S-Function Builder** a le même langage de programmation "C" que les systèmes embarqués, tels que DSPIC et les cartes à microcontrôleur. Par conséquent, cet algorithme peut être utilisé dans l'expérience réelle en l'implantant dans les cartes matérielles. Pour réaliser cet algorithme, les variables d'entrée ($P_{WT,i}^*$, $Q_{WT,i}^*$, $Q_{WT,i}^{\max}$, $Q_{s,i}^{\max}$, $P_{r,i}$, $P_{joule,i}$, $\omega_{g,i}$) et les variables de sortie ($P_{s,i}^*$, $P_{f,i}^*$, $Q_{s,i}^*$, $Q_{f,i}^*$) sont déclarés sous la forme de deux dimensions (2D) sous la forme d'un tableau d'une ligne et de trois colonnes, tandis que les variables d'entrée (V_s^* , V_s^{mes} , ω_s) sont déclarées dans une dimension (1D) en tant que variables flottantes.

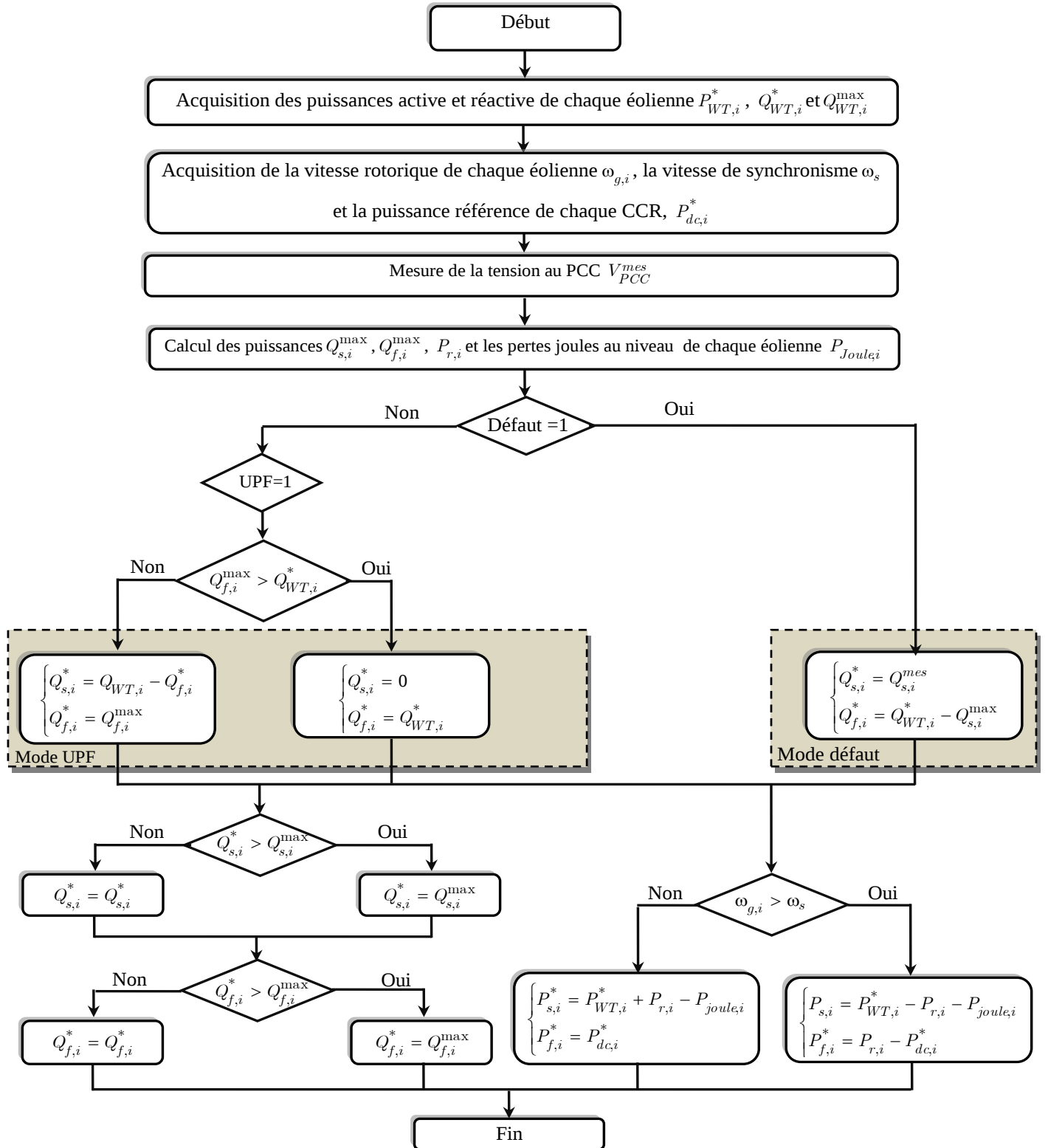


Figure V. 8 : Algorithme de gestion des puissances active et réactive du CCM et du CCR au niveau de l'unité de supervision locale.

V.3.4. Commande vectorielle à flux orienté de la GADA

La commande par flux orienté appliquée aux machines électriques, est une propriété très utilisée pour obtenir le mode de fonctionnement recherché en positionnant d'une manière optimale le vecteur courant ou le vecteur flux résultant. Pour la machine asynchrone (MAS), le principe d'orientation du flux a été développé par Blaschke au début des années soixante-dix [Mez-06]. Il consiste à aligner l'axe « d » du repère (d, q) , suivant le vecteur du flux rotorique, afin de rendre le comportement de cette machine similaire à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée où le courant inducteur contrôle le flux et le courant d'induit contrôle le couple [Car-95]. De ce fait, le flux est commandé par la composante directe du courant et le couple est commandé par l'autre composante [Bla-72, Not-94, Ata-19].

V.3.4.1. Commande du Convertisseur Côté Machine

En vue de la commande vectorielle de la GADA, il convient de choisir un référentiel lié au champ tournant, lequel serait relatif à la fréquence 50 Hz. Un contrôle vectoriel de cette génératrice est conçu en orientant le flux statorique suivant l'axe (d) du repère de Park, comme il est montré dans la Figure V. 9.

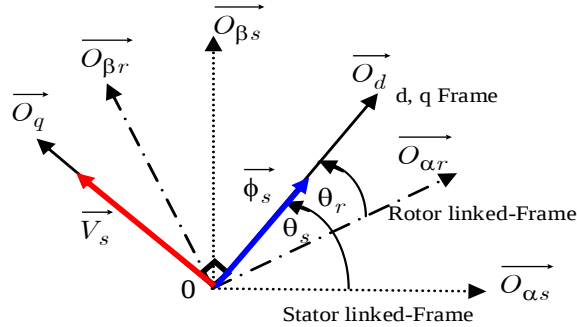


Figure V. 9 : Orientation du flux statorique.

Après orientation du flux statorique, on obtient :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = \phi_s \\ \phi_{sq} = 0 \end{cases} \quad (V.49)$$

Pour les GADAs de grandes puissances, la résistance du stator par phase est négligeable. Si on suppose que le réseau électrique est stable, et de valeur V_s , alors le flux du stator ϕ_{ds} sera continu et constant, de ce fait, les tensions statoriques peuvent s'écrire comme suit :

$$\begin{cases} v_{sd} = 0 \\ v_{sq} = \omega_s \phi_s = V_s \end{cases} \quad (V.50)$$

En utilisant l'équation (V.49), les relations électromagnétiques de la GADA sont simplifiées comme suit :

$$\begin{cases} \phi_s = -X_s i_{sd} + X_m i_{rd} \\ 0 = -X_s i_{sq} + X_m i_{rq} \end{cases} \quad (V.51)$$

A partir de l'équation (V.51), les courants statoriques deviennent :

$$\begin{cases} i_{sd} = -\frac{1}{X_s} \phi_s + \frac{X_m}{X_s} i_{rd} \\ i_{sq} = \frac{X_m}{X_s} i_{rq} \end{cases} \quad (V.52)$$

Après l'orientation du flux statorique, les puissances active et réactive du stator s'écrivent :

$$\begin{cases} P_s = V_s i_{sq} \\ Q_s = V_s i_{sd} \end{cases} \quad (V.53)$$

En remplaçant l'équation (V.52) dans l'équation (V.53), nous obtenons :

$$\begin{cases} P_s = V_s \frac{X_m}{X_s} i_{rq} \\ Q_s = V_s \frac{X_m}{X_s} \left(i_{rd} - \frac{\phi_s}{X_m} \right) \end{cases} \quad (V.54)$$

Remarque (IV. 2) : Selon l'orientation du flux statorique, le courant i_{rq} est promotionnel à la puissance active P_s et le courant i_{rd} est promotionnel à la puissance réactive Q_s .

V.3.4.2. Commande du Convertisseur côté Réseau

Le contrôle du CCR est déjà discuté en détail dans la Section IV.3 (chapitre IV) concernant l'étape de synchronisation. Cependant, la puissance réactive de référence n'est pas nulle.

V.4. Schémas bloc du contrôle et de la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne

V.4.1. Schéma bloc du contrôle par l'algorithme de régulation PI

La Figure V. 10, représente le schéma bloc du contrôle et de la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne connectée au réseau électrique de distribution équilibré. Ce schéma se compose d'un algorithme pour déterminer les puissances de référence active et réactive pour la ferme éolienne, d'une unité de supervision centrale basée sur l'algorithme de régulation PI, d'une unité de supervision locale pour la gestion des puissances des Convertisseurs CM et CR et des boucles de régulation des courants rotoriques et des courants absorbés par le CCR, en utilisant des correcteurs PI classiques.

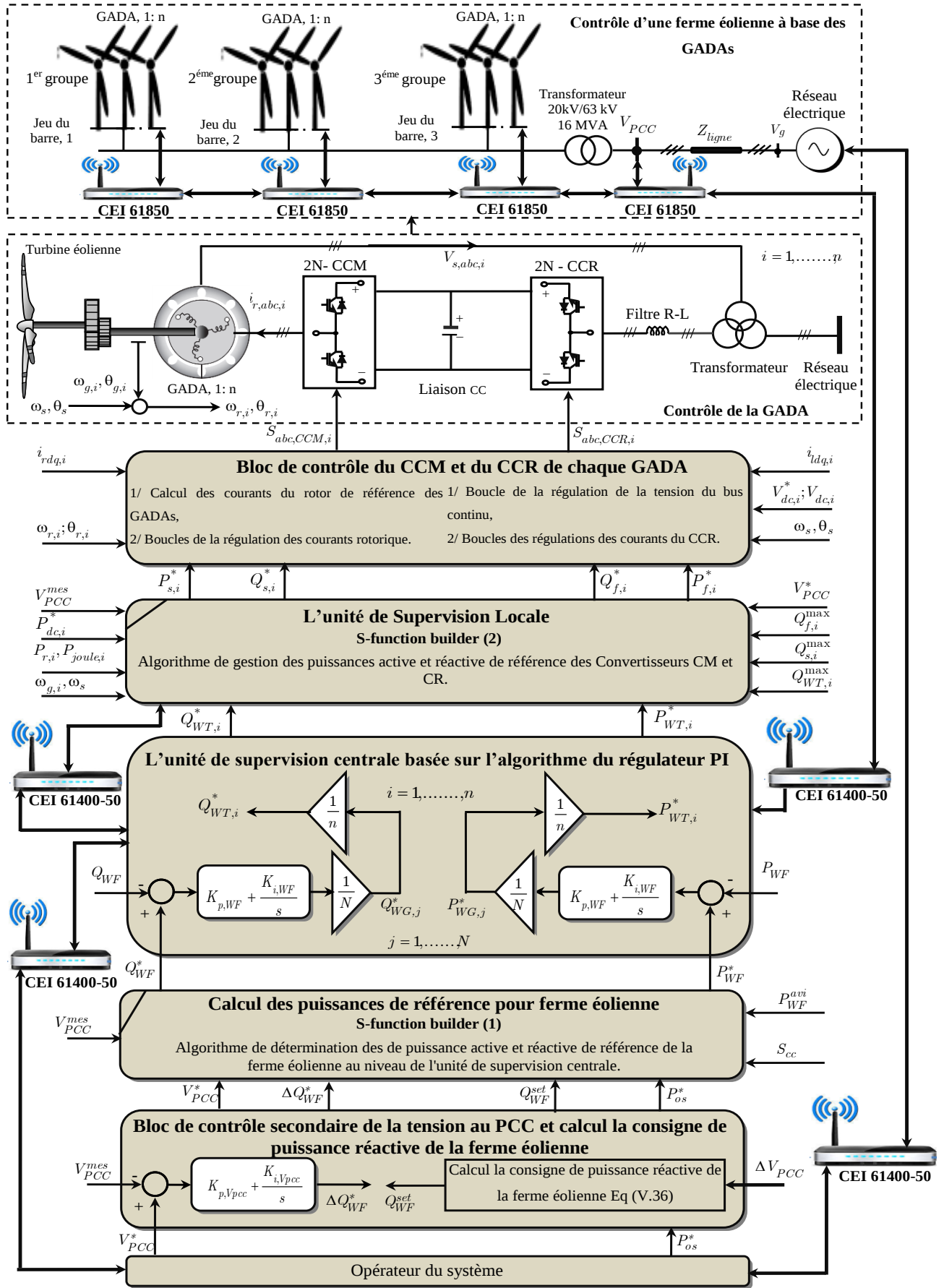


Figure. V.10: Schéma bloc de contrôle et de gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne par l'algorithme de régulation PI.

V.4.2. Schéma bloc du contrôle par l'algorithme de distribution proportionnelle

La Figure V. 11, représente le schéma bloc du contrôle et de la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne connectée au réseau électrique de distribution équilibré. Ce schéma se compose d'un algorithme pour déterminer les puissances de référence active et réactive pour la ferme éolienne, d'une unité de supervision centrale basée sur l'algorithme de distribution proportionnelle, d'une unité de supervision locale pour la gestion des puissances des Convertisseurs CM et CR et des boucles de régulation des courants rotoriques et des courants absorbés par le CCR, en utilisant des correcteurs PI classiques.

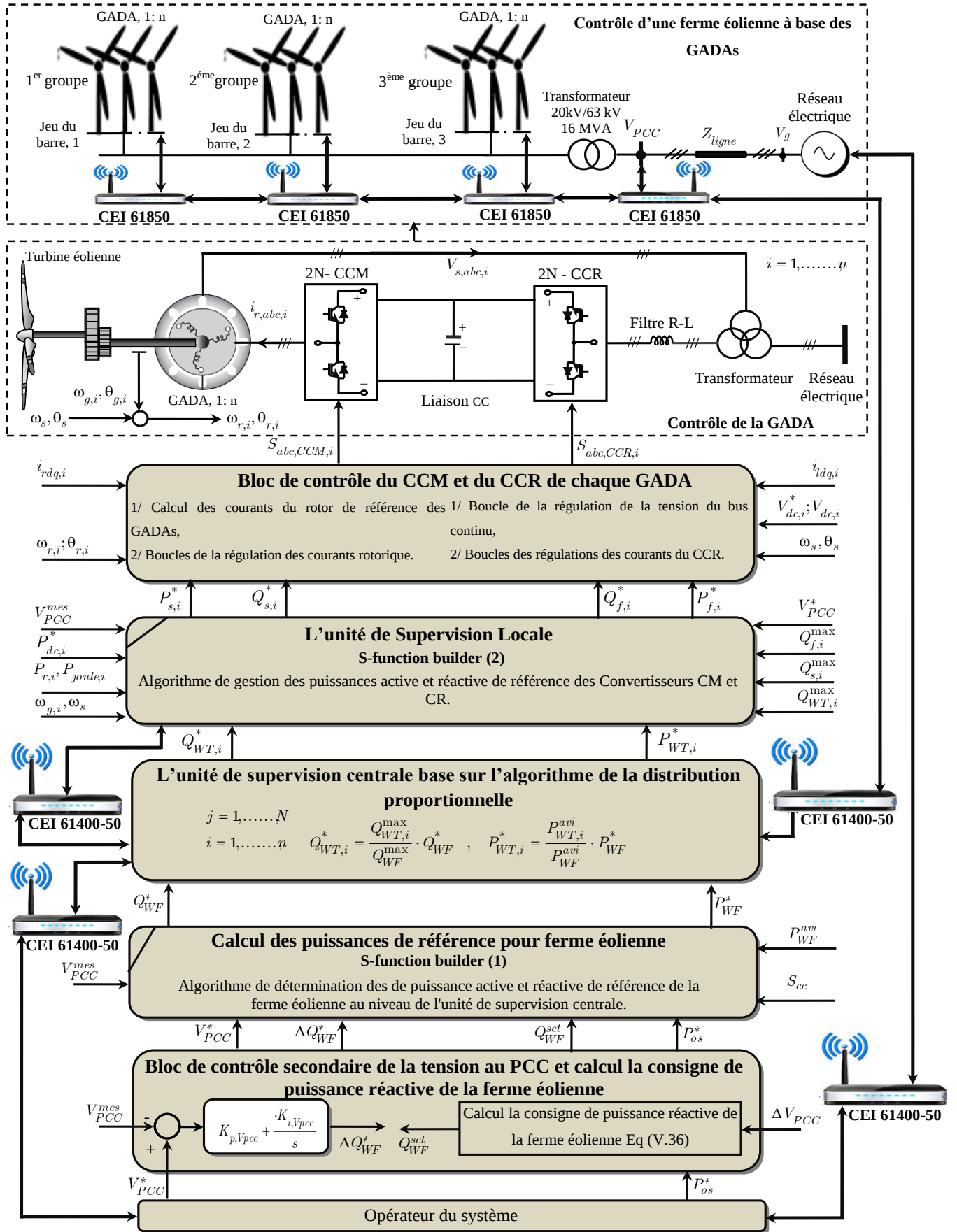


Figure. V. 11: Schéma bloc de contrôle et gestion des puissances active et réactive d'une ferme éolienne par l'algorithme de la distribution proportionnelle.

V.5. Résultats de simulation

Dans cette partie, nous allons présenter les résultats de simulation du contrôle et de gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne en utilisant les deux algorithmes de supervision centrale suivants :

- ✓ L'algorithme basé sur le régulateur PI,
- ✓ l'algorithme basé sur la distribution proportionnelle.

Ces deux algorithmes, l'algorithme proposé pour déterminer les puissances active et réactive de référence pour la ferme éolienne au niveau de l'unité de supervision centrale et l'algorithme de supervision locale pour gérer les puissances active et réactive du CCM et du CCR ont été implémentées et simulées à l'aide du logiciel MATLAB/ Simulink, en utilisant l'outil **S-Function Builder**. Les performances de ces algorithmes seront évaluées et discutées selon les résultats de simulation. Les paramètres de la ferme éolienne sont donnés en annexe (C) [Gar-15].

V.5.1. Résultats de simulation de la détermination des puissances de référence

Pendant cette simulation, la ferme éolienne est connectée au réseau électrique équilibré et fonctionne selon les deux modes suivants:

- le mode « de facteur de puissance unitaire »
- le mode « défaut ».

Il est à signaler que le mode de défaut est caractérisé par un creux de tension entre les instants $t=4.7s$ et $t=5.2s$, comme il est représenté sur la Figure V. 12.

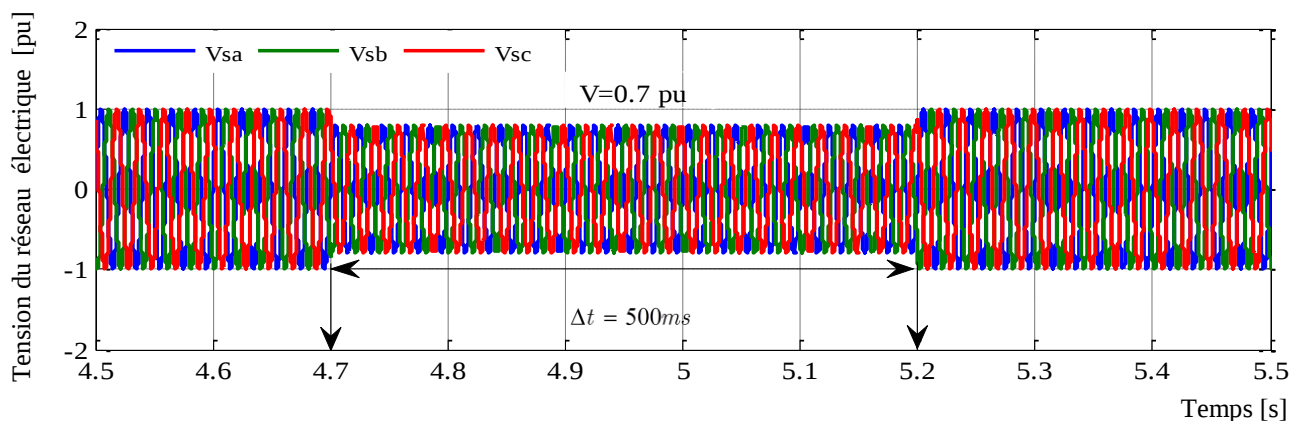


Figure V. 12 : Tension triphasé du réseau électrique.

La Figure V. 13, représente le profil de la tension au PCC, nécessaire pour déterminer le changement de la puissance réactive de référence.

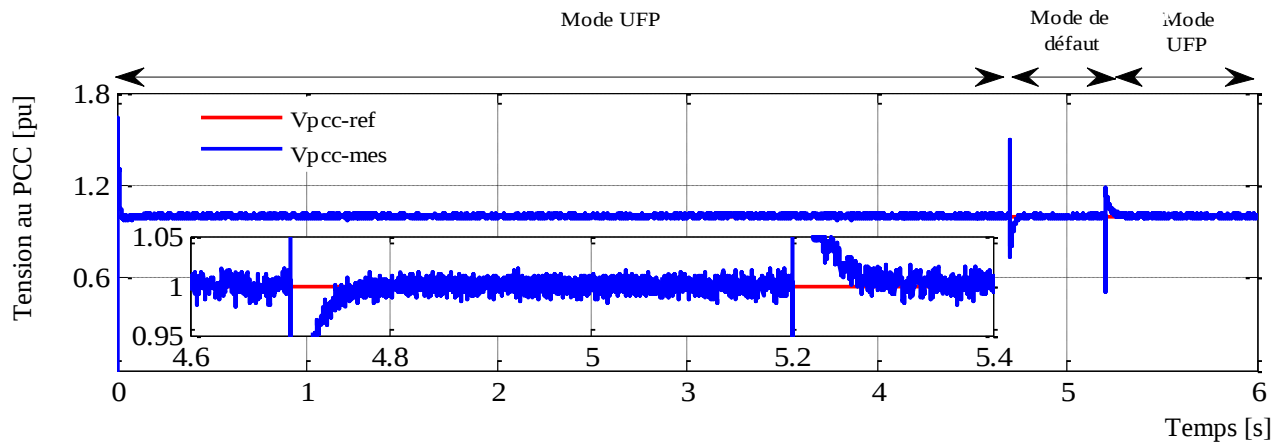


Figure V. 13 : Profil de tension au PCC.

D'après la Figure V.13, on constate que la tension au PCC est maintenue dans une plage acceptable, entre 0,95 et 1,05pu, pendant le mode UFP. Pendant le mode de défaut, on remarque que la tension au PCC subie un pic pratiquement instantané ensuite revient plus rapidement à sa valeur de référence (1pu), au bout d'un temps de 90 ms.

La Figure V. 14, représente la puissance éolienne disponible par la ferme éolienne et la puissance active de référence demandée par l'opérateur du système. La Figures V. 15, représente la consigne de puissance réactive de la ferme éolienne et le changement de la puissance réactive de référence.

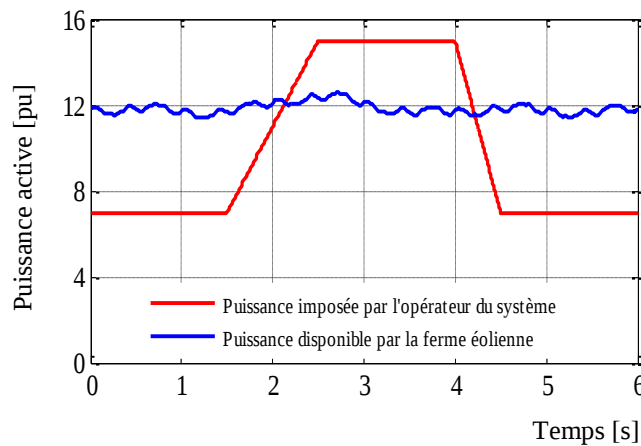


Figure V. 14 : Puissance active imposée par l'opérateur du système et puissance disponible par la ferme éolienne.

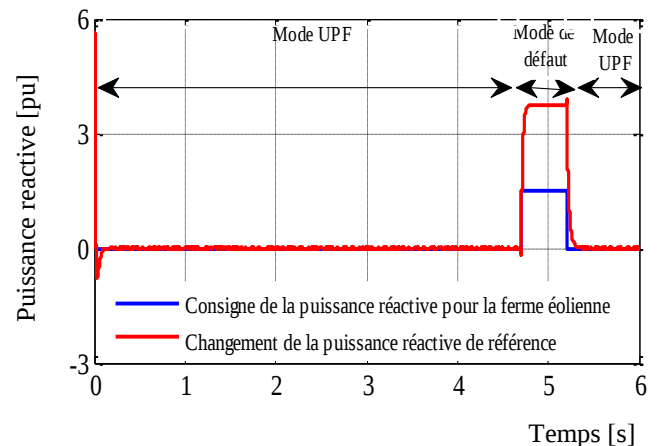


Figure V. 15 : Consigne de la puissance réactive pour la ferme éolienne et changement de la puissance réactive de référence.

La Figure V. 15, représente les puissances active et réactive de référence de la ferme éolienne fournies par l'algorithme proposé au niveau de l'unité de supervision centrale. Ces puissances sont modifiées selon les modes de fonctionnement, comme suit :

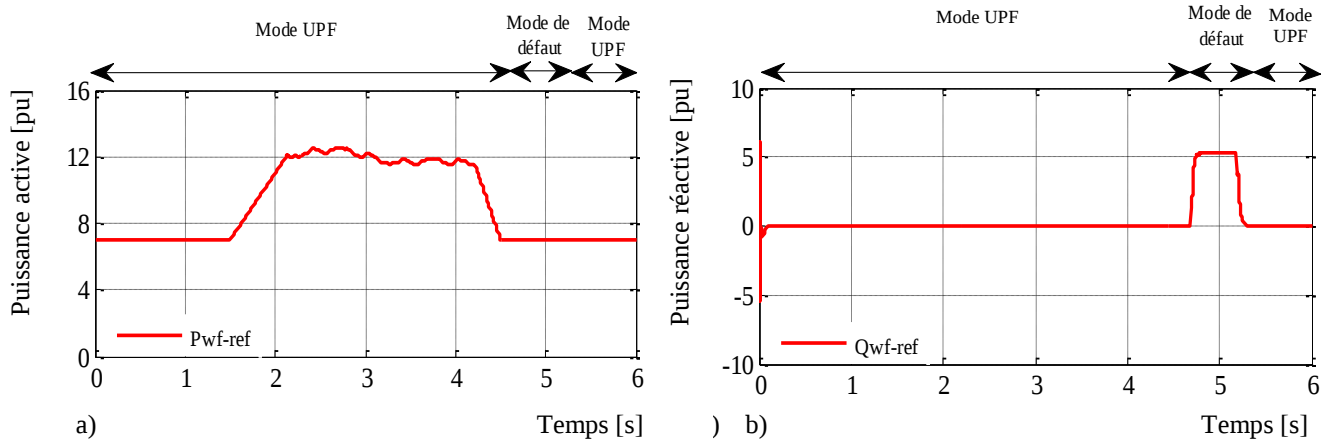


Figure V. 16 : Profils des puissances active et réactive de référence pour la ferme éolienne.

D'après la Figure V. 16.a, on constate que la puissance active de référence pour la ferme est la même que la puissance imposée par l'opérateur du système lorsque la puissance imposée par l'opérateur est inférieure à la puissance disponible par la ferme éolienne. Par contre, lorsque la puissance imposée par l'opérateur est supérieure à la puissance disponible par la ferme, la puissance active de référence est égale à la capacité en puissance de la ferme éolienne. Dans la Figure V. 16.b, on remarque que la puissance réactive de référence pour la ferme éolienne est égale à 0 pu, pendant le mode UPF. Lorsque la ferme éolienne fonctionne en mode défaut, pendant le creux de tension, l'algorithme proposé fournit une puissance réactive de référence de valeur 5.2 pu. Cette valeur est la somme de la consigne de la puissance réactive due à l'intervention du signal additif et le changement de la puissance réactive de référence du à la régulation de la tension au point PCC (voir Figure V.15).

A travers les résultats de la Figure V. 16, on remarque que l'algorithme proposé au niveau de l'unité centrale de supervision a pu déterminer les puissances active et réactive de référence selon les conditions requises. De plus, il permet une bonne gestion des puissances active et réactive entre la ferme éolienne et le réseau électrique pendant les deux modes de fonctionnement.

• Résultats de simulation du contrôle et de gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne par l'algorithme de régulation PI

Dans cette partie, nous allons présenter les résultats de simulation du contrôle et de gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne en utilisant l'algorithme de supervision centrale basé sur le régulateur PI, en se basant sur les profils des puissances active et réactive de référence donnés par la Figure V. 16.

La Figure V. 17, représente les puissances active et réactive de la ferme éolienne injectées au réseau électrique.

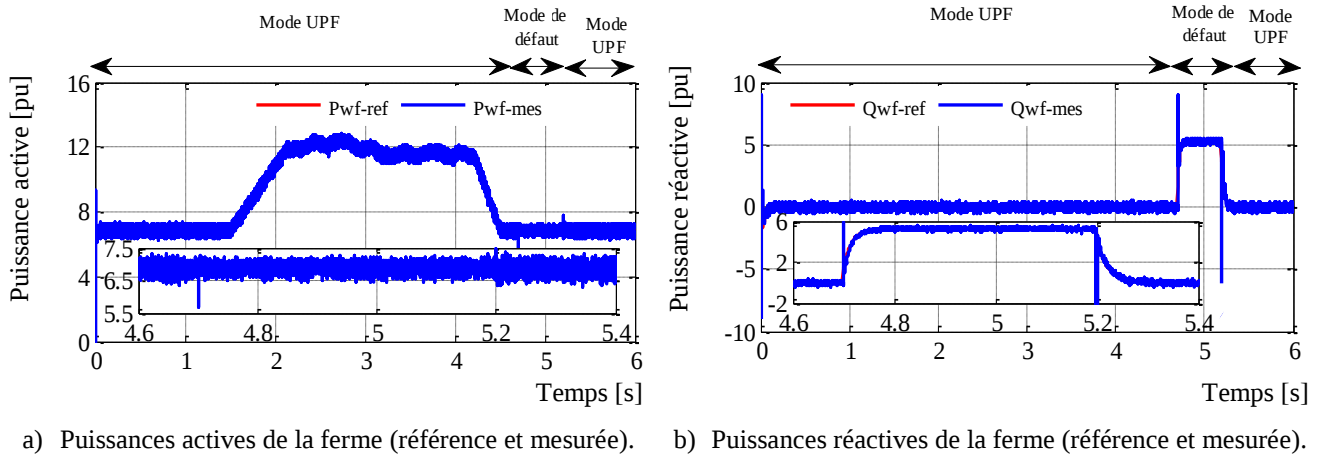


Figure V. 17 : Puissances active et réactive injectée au réseau électrique.

D'après la Figure V.17, on constate que les puissances active et réactive générées par la ferme éolienne suivent les puissances de référence déterminé par l'algorithme proposé au niveau de l'unité de supervision centrale pendant le mode UPF. Dans la même figure et lorsque la ferme éolienne fonctionne en mode défaut, les puissances active et réactive de la ferme éolienne subissent des pics transitoires remarquables, en raison du creux de tension, ensuite se stabilisent à leurs grandeurs de références. D'après les résultats de simulation de la supervision centrale, l'algorithme de régulation PI présente de bonnes performances de contrôle des puissances active et réactive de la ferme éolienne pendant les deux modes ; UPF et de défaut, indépendamment des pics transitoires qui se produisent au moment de l'apparition du creux de tension.

La Figure V. 18, représente les puissances active et réactive aux jeux de barres des trois groupes éoliens, en utilisant l'algorithme de supervision centrale basé sur le régulateur PI.

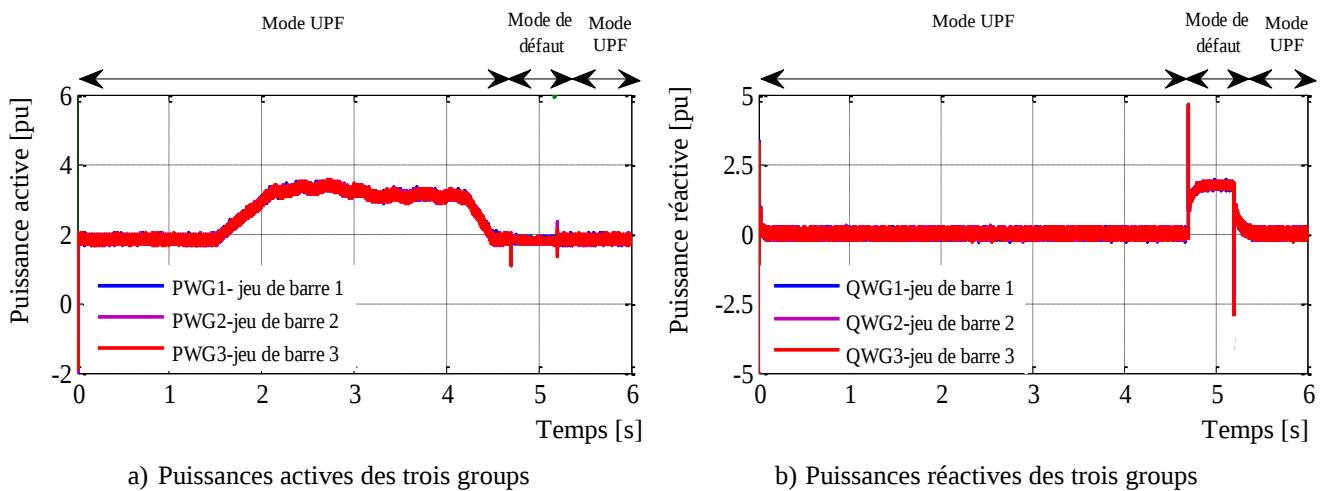


Figure V. 18 : Puissances active et réactive des trois jeux de barres.

La Figure V. 19, représente les tensions aux jeux de barres des trois groupes éoliens, en utilisant l'algorithme de supervision centrale basé sur le régulateur PI.

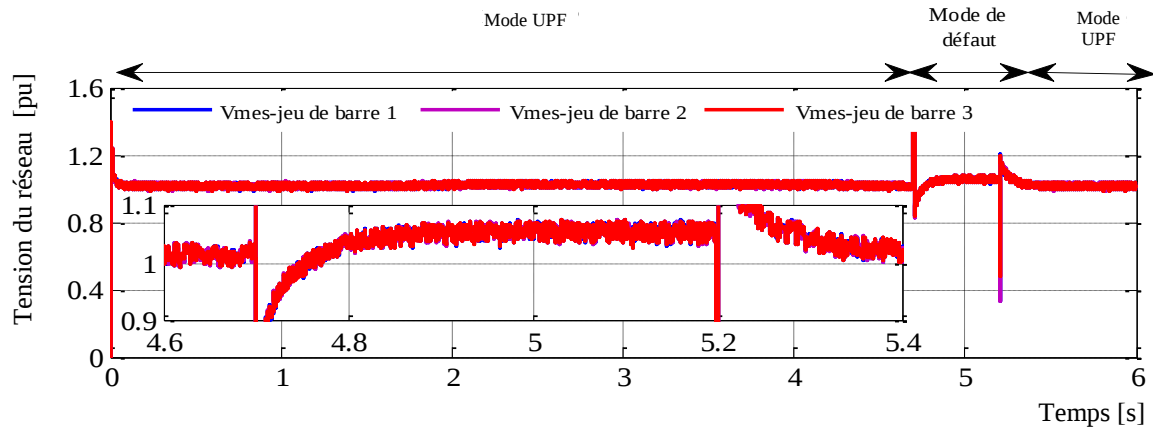
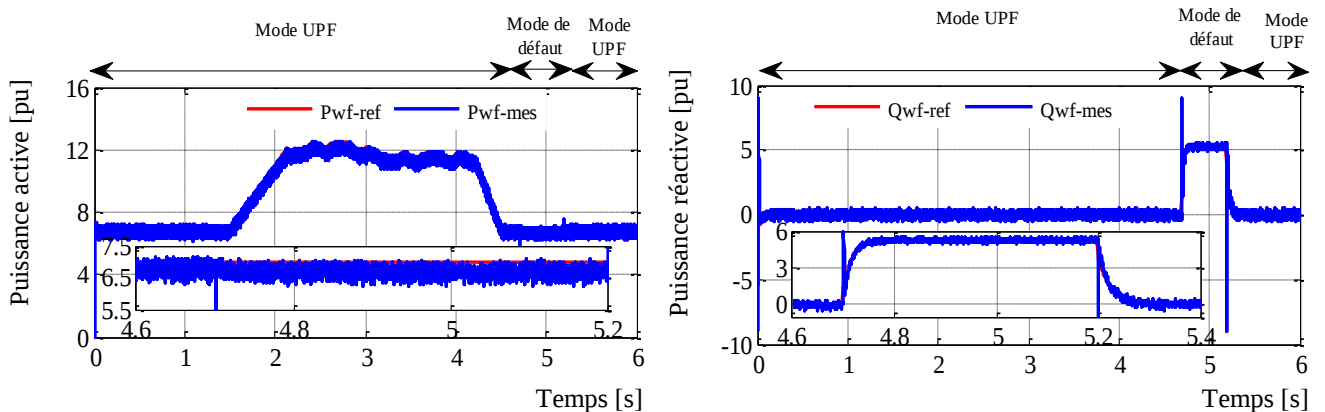


Figure V. 19: Tensions des trois jeux de barres.

D'après la Figure V. 19, on constate que les tensions au niveau des trois jeux de barres sont identiques. Cependant et en mode « défaut », les tensions subissent une légère augmentation de l'ordre de 0,05pu. Cette augmentation est provoquée par la valeur de la puissance réactive injectée au réseau afin de compenser l'écart de tension au PCC.

- **Résultats de simulation du contrôle et de gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne par l'algorithme de la distribution proportionnelle**

La Figure V. 20, représente les puissances active et réactive, de la ferme éolienne, injectées au réseau électrique, en utilisant l'algorithme de supervision centrale basé sur la distribution proportionnelle.



a) Puissances actives de la ferme (référence et mesurée). b) Puissances réactives de la ferme (référence et mesurée).

Figure V. 20 : Puissances active et réactive injectée au réseau électrique.

D'après la Figure V. 20, on remarque que les puissances active et réactive générées par la ferme éolienne suivent les puissances de référence déterminé par l'algorithme proposé au niveau de l'unité de supervision centrale pendant le mode UPF. Lors du mode défaut, on constate que les performances de réglage de puissances sont semblables aux résultats obtenus avec l'algorithme de

régulation PI notamment en régimes permanents. Cependant, les pics transitoires sont très remarquables. De plus, la puissance active est juste au-dessous de la référence.

La Figure V.21, représente les puissances active et réactive aux jeux de barres des trois groupes éoliens en utilisant l'algorithme de supervision centrale basé sur la distribution proportionnelle.

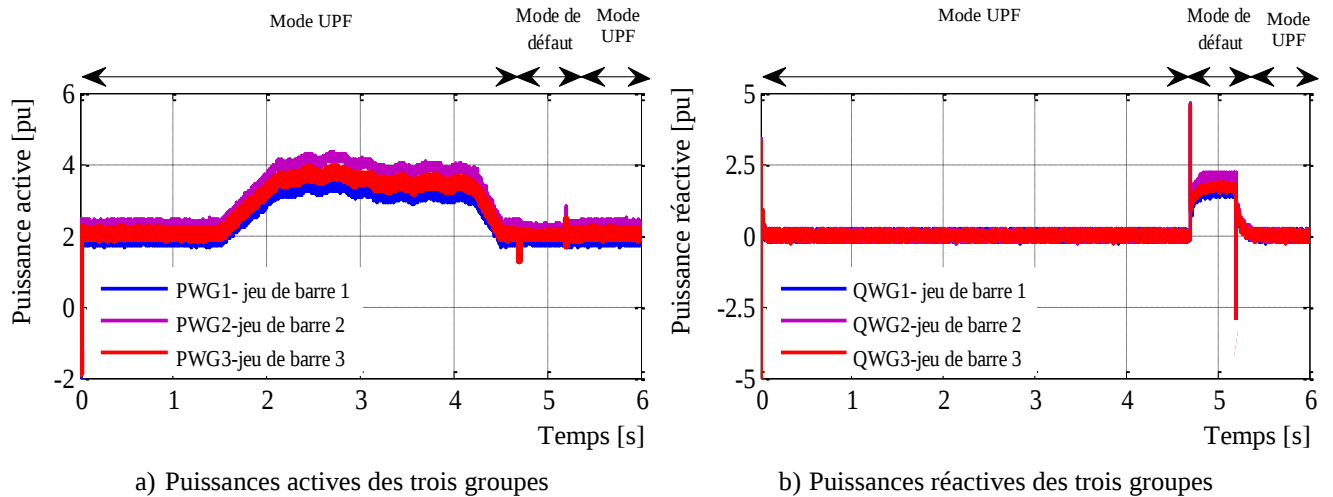


Figure V. 21 : Puissances active et réactive des trois jeux de barres.

La Figure V. 22, représente les tensions des trois jeux de barres en utilisant l'algorithme de supervision centrale basé sur la distribution proportionnelle.

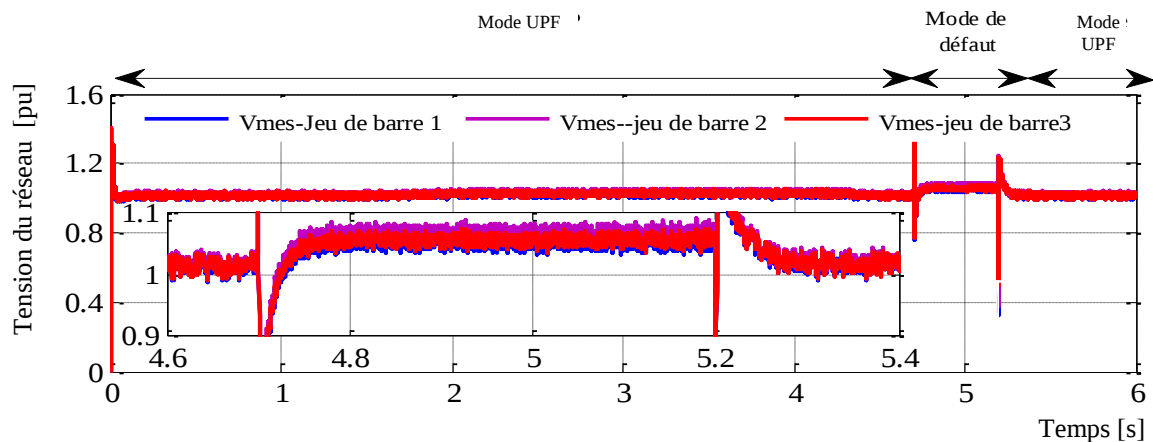


Figure V. 22 : Tensions des trois jeux de barres.

D'après la Figure V. 22, on remarque que les tensions des trois jeux de barres ont la même valeur pendant le mode UPF. Pendant le mode « défaut », on constate que les valeurs des tensions des trois jeux de barres présentent une légère différence, de l'ordre de 0.005 pu. Cette différence est due aux particularités de l'algorithme de distribution proportionnelle, qui consiste à générer des quantités différentes de la puissance réactive pour les différents groupes éoliens.

V.5.2. Résultats de simulation des GADAs et interprétations

Pour les simulations de cette partie, les puissances active et réactive de référence pour chaque groupe éolien sont déterminées par les unités de supervision centrale, comme mentionné ci-dessus dans les Sections V.3.2.5 et V.3.2.6.

Les gains des correcteurs PI utilisés pour réguler les courants absorbés et la tension du bus continu sont calculés de la même manière qu'à la Section IV.3 (voir chapitre IV). Ils sont donnés par le tableau (V.1) :

Tableau V. 1 : Paramètres du correcteur PI de la commande du CCR.

Boucle de régulation	Choix de pôles		Paramètres du correcteurs PI	
Courants (i_{ld}, i_{lq})	ω_0	ξ	$K_{p,ildq}$	$K_{i,ildq}$
	170	0.9	6.36	370
Tension (v_{dc})	ω_0	ξ	$K_{p,vdc}$	$K_{i,vdc}$
	200	0.707	0.2061	29.3333

Les gains des correcteurs PI utilisé pour réguler les courants rotoriques de la GADA sont calculés de la même manière qu'à la Section IV.3 (voir chapitre IV), mais le choix de ξ et ω_0 sont différents. Ils sont donnés par le tableau (V.2) :

Tableau V.2 : Paramètres du correcteur PI de la commande du CCM.

Boucle de régulation	Choix de pôles		Paramètres du correcteurs PI	
Courants (i_{rd}, i_{rq})	ω_0	ξ	$K_{p,irdq}$	$K_{i,irdq}$
	100	0.72	0.057	85.7143

- Résultats de simulation du contrôle et de gestion des puissances active et réactive des stators et des CCRs par l'algorithme de régulateur PI**

Dans cette simulation, nous allons présenter les résultats de la 1^{ère} GADA de chaque groupe, car l'algorithme proposé au niveau de l'unité de supervision centrale permet que toutes les éoliennes reçoivent les mêmes références issues d'un régulateur PI. Les résultats des simulations sont présentés comme suit :

• **Résultats de simulation de la 1^{ère} GADA du premier groupe éolien**

La Figure V. 23, représente les puissances active et réactive du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du premier groupe éolien.

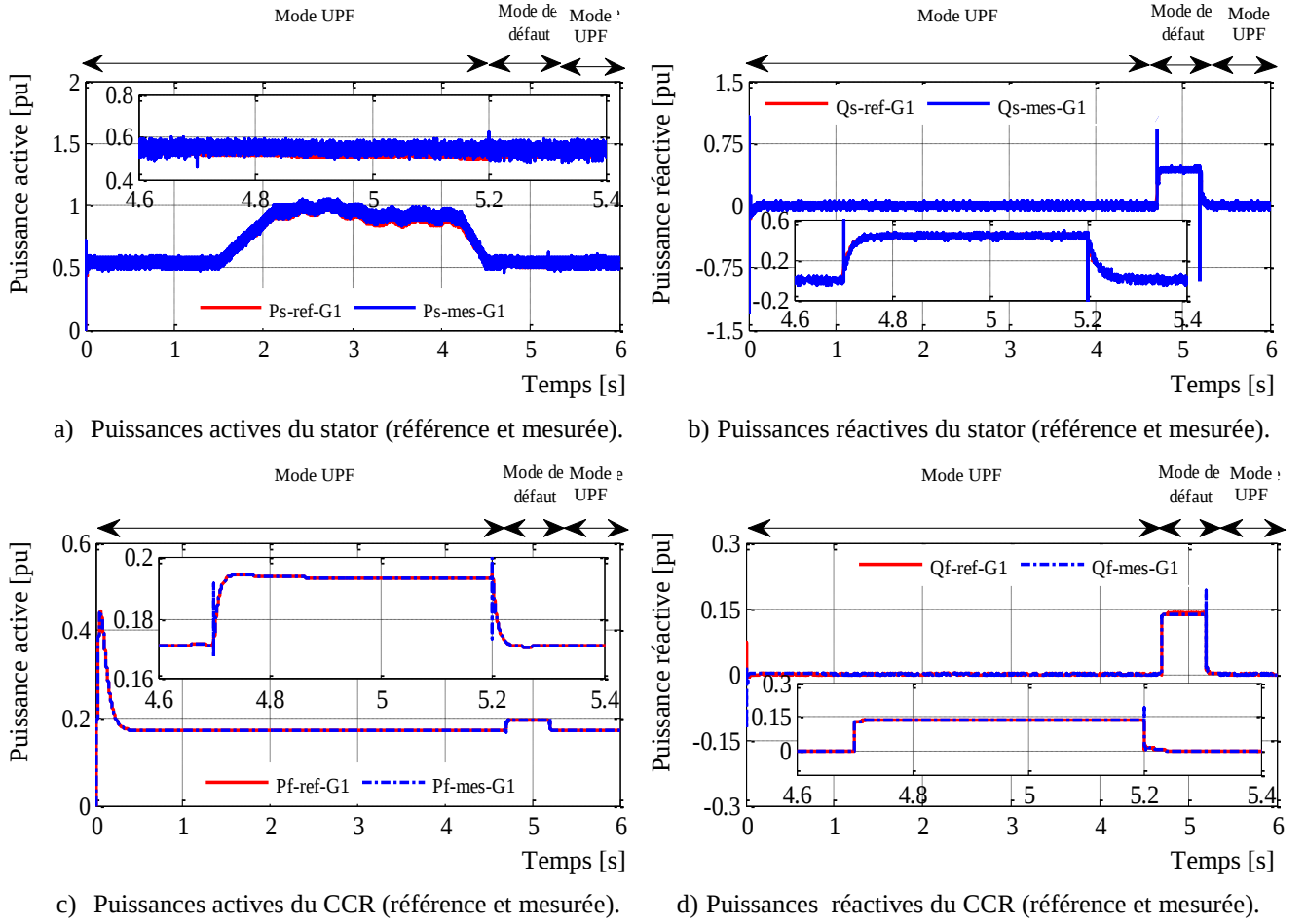
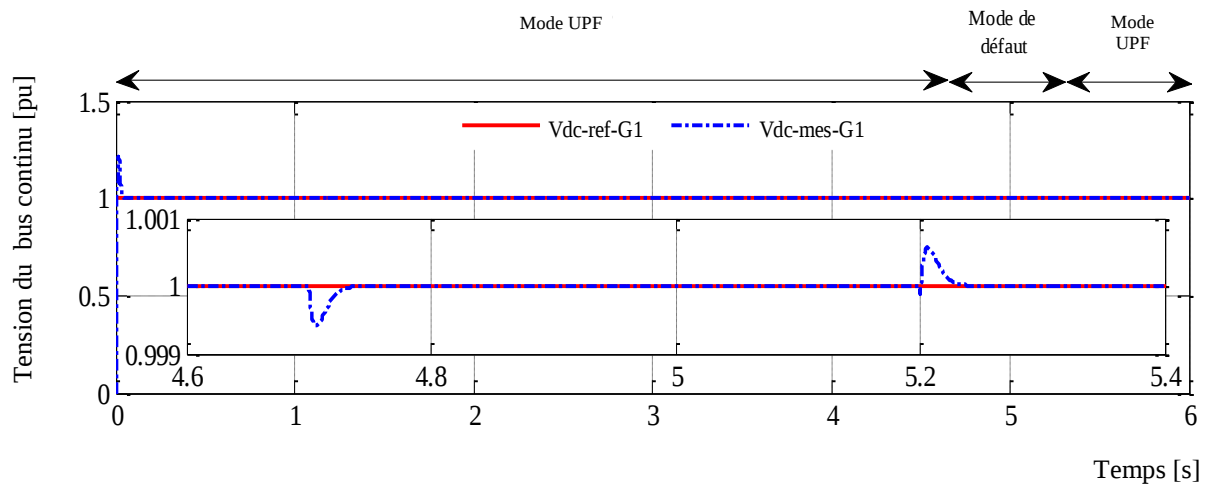


Figure V. 23 : Puissances actives et réactives du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du premier groupe éolien.

La Figure V. 24, représente la tension du bus continu du CCR.



• **Résultats de simulation de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe éolien**

La Figure V. 25, représente les puissances active et réactive du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe éolien.

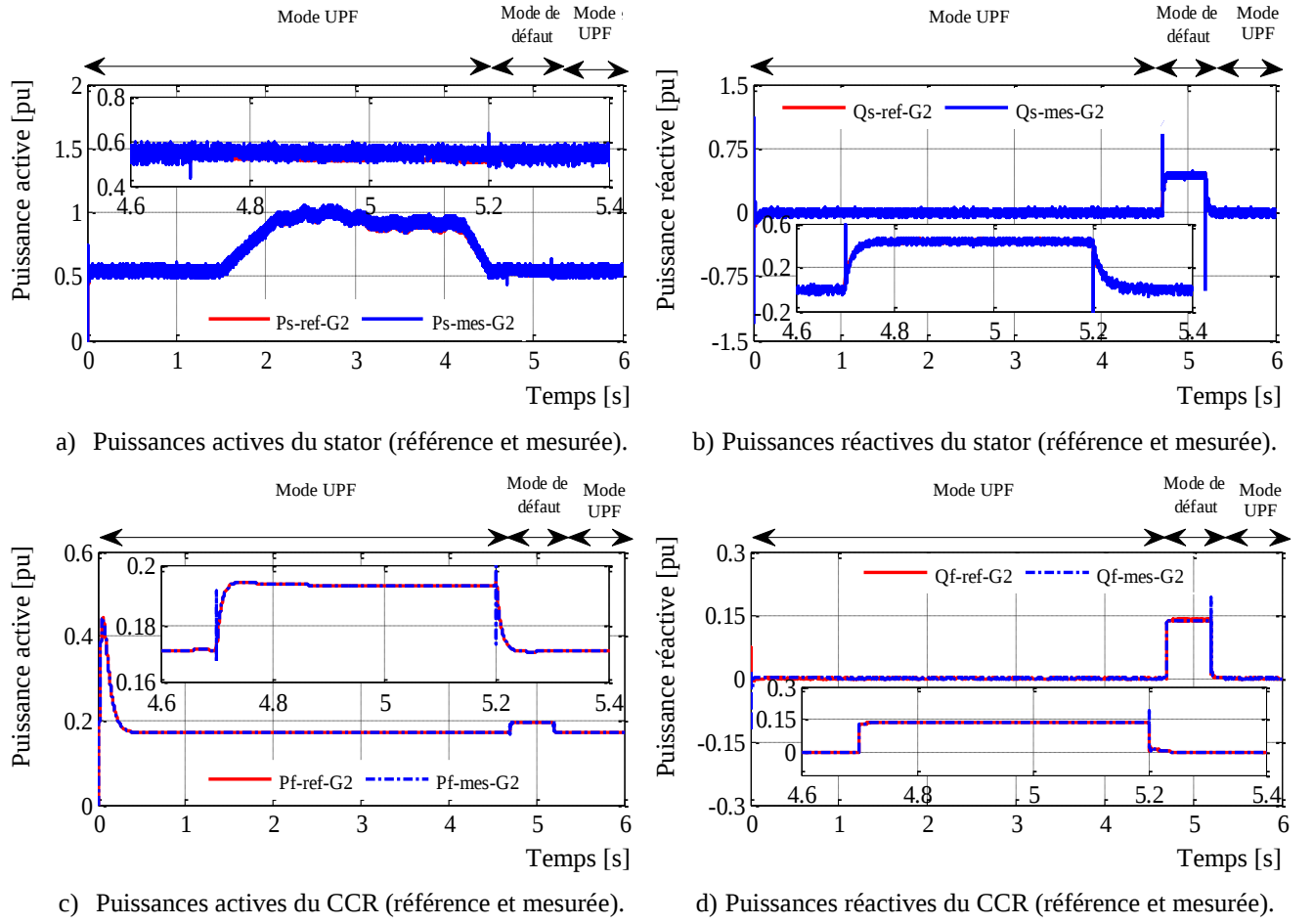
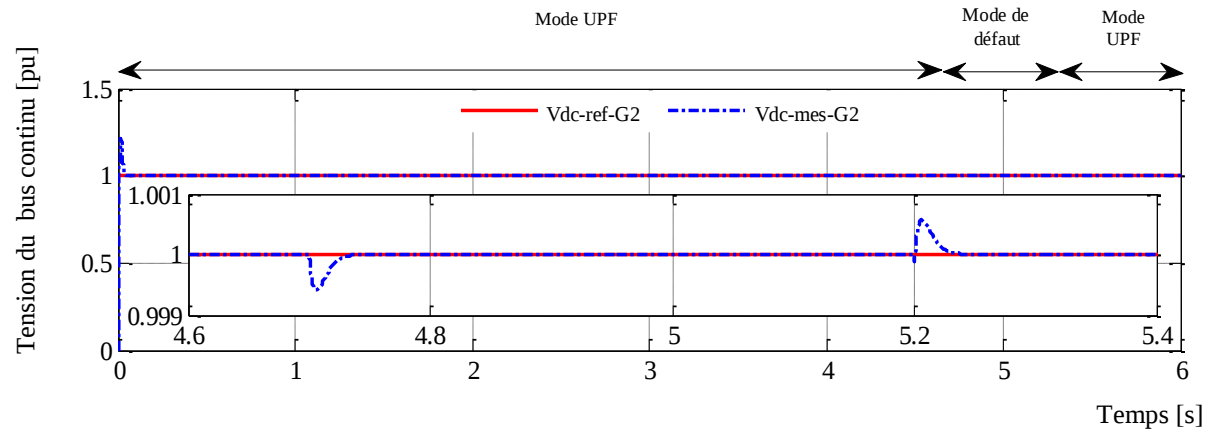


Figure V. 25 : Puissances actives et réactives du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe éolien.

La Figure V. 26, représente la tension du bus continu du CCR.



• **Résultats de simulation de la 1^{ère} GADA du troisième groupe éolien**

La Figure V. 27, représente les puissances active et réactive du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du troisième groupe éolien.

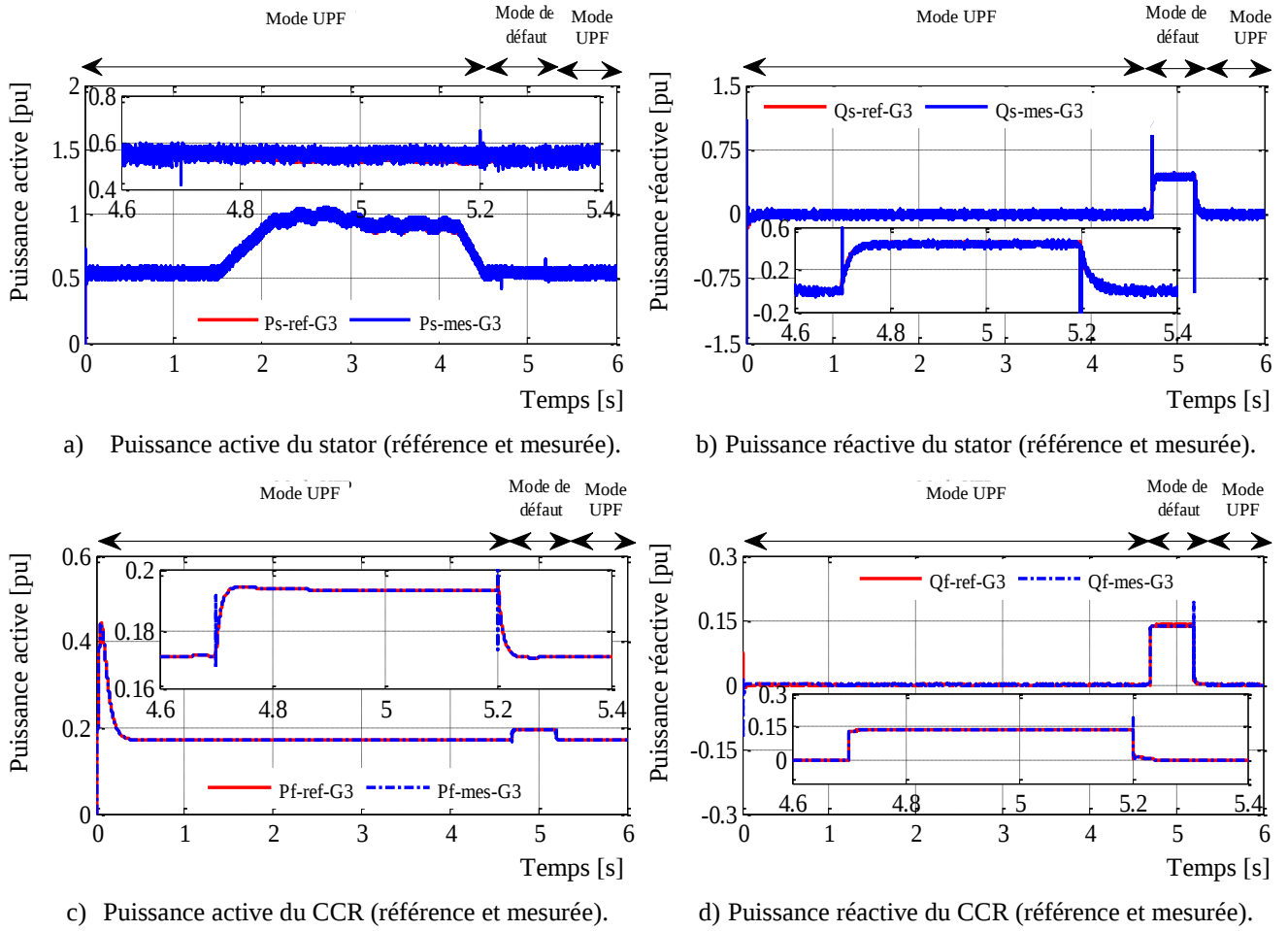


Figure V. 27 : Puissances actives et réactives du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du troisième groupe éolien.

La Figure V. 28, représente la tension du bus continu du CCR.

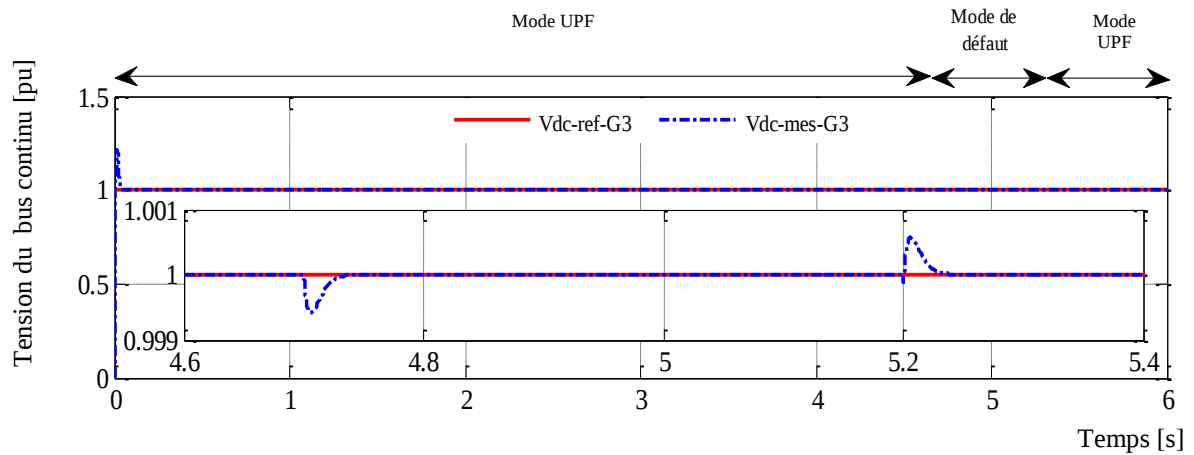


Figure V. 28 : Tension du bus continu V_{dc} .

D'après les Figures V. 23, V. 25 et V. 27, on remarque que les puissances active et réactive du stator de chaque GADA et de chaque CCR suivent parfaitement les puissances de référence imposées par l'algorithme de gestion implémenté dans l'unité de supervision locale pendant le mode UPF. En mode de défaut, on constate qu'un pic transitoire apparaît et se disparaître d'une manière instantanée. Donc, les correcteurs PI sont plus ou moins suffisants pour atteindre les objectifs de la régulation, et donnent de très bons résultats lorsqu'ils sont utilisés dans des conditions normales.

D'après les Figures V. 24, V. 26 et V. 28, on constate que la tension de bus continue de chaque CCR suit parfaitement sa tension de référence pendant le fonctionnement en mode UPF, et présente des pics transitoires suite à l'intervention du défaut sur le réseau électrique.

D'après ces résultats de simulation, on constate que toutes les éoliennes ont la même référence. Ceci est dû à l'algorithme de régulation PI qui peut avoir un effet sur la saturation des GADAs.

• Résultats de simulation du contrôle et de gestion des puissances active et réactive des stators et des CCRs par l'algorithme de distribution proportionnelle

Dans cette simulation, nous allons présenter les résultats de la 1^{ère} GADA de chaque groupe. Ces résultats sont présentés comme suit :

▪ Résultats de simulation de la 1^{ère} GADA du premier groupe éolien

La Figure V. 29, représente les puissances active et réactive du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du premier groupe éolien.

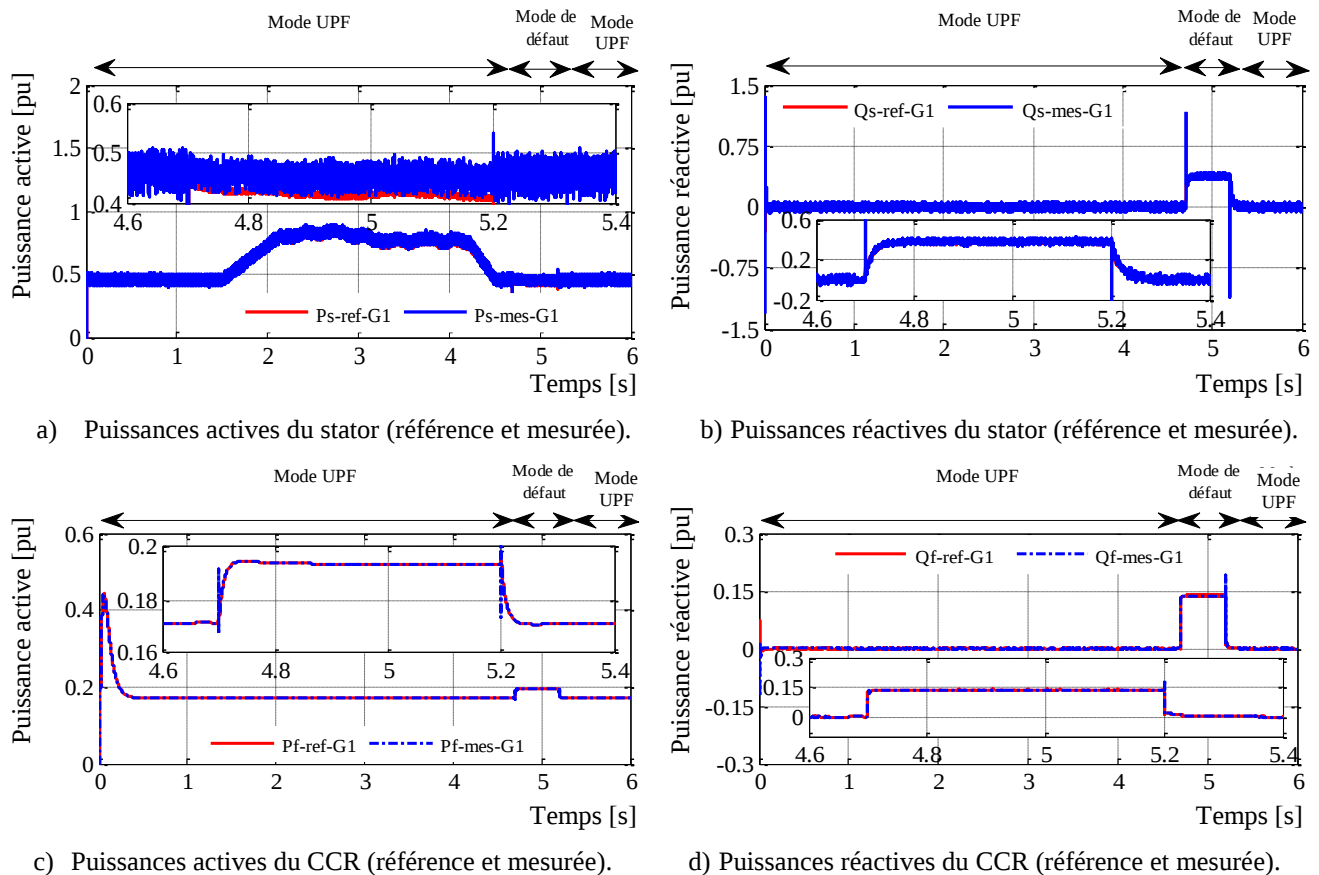


Figure V. 29 : Puissances actives et réactives du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du premier groupe éolien.

La Figure V. 30, représente la tension du bus continu du CCR.

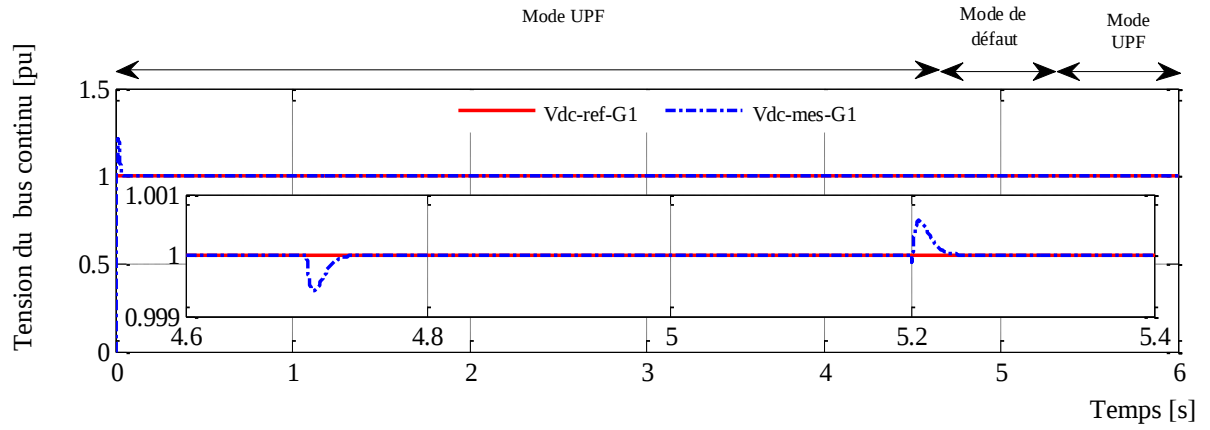


Figure V. 30 : Tension du bus continu V_{dc} .

▪ Résultats de simulation de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe éolien

La Figure V. 31, représente les puissances active et réactive du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe éolien.

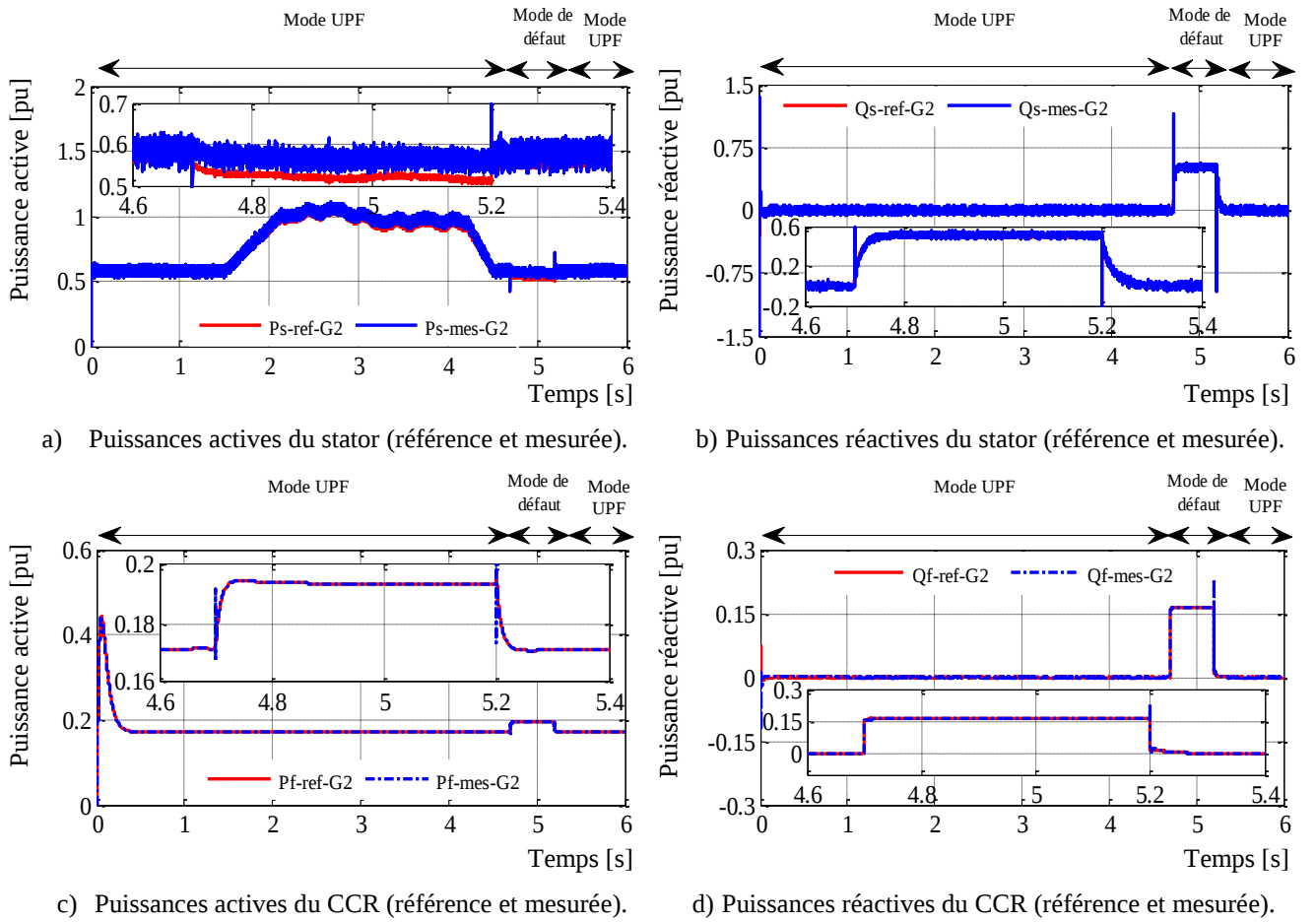


Figure V. 31 : Puissances actives et réactives du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe éolien.

La Figure V. 32, représente la tension du bus continu du CCR.

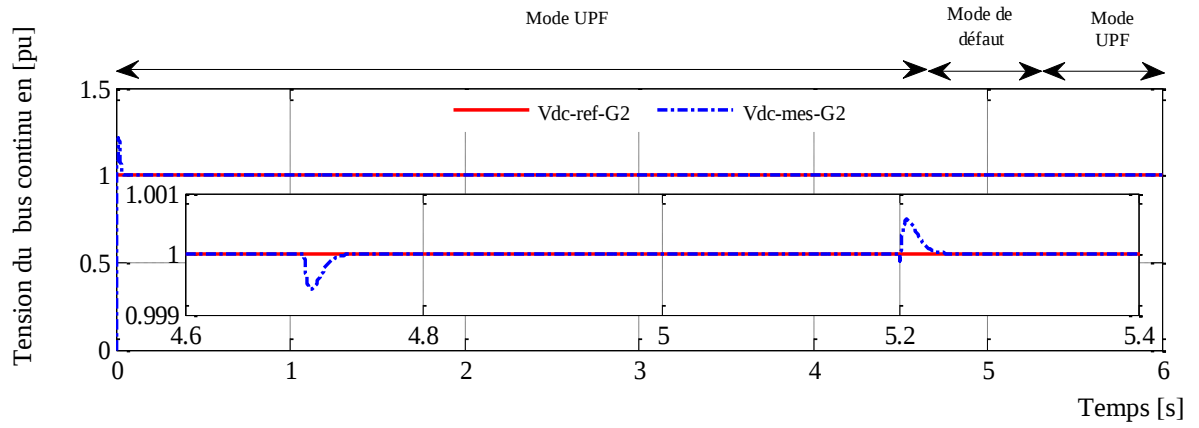


Figure V. 32 : Tension du bus continu V_{dc} .

▪ Résultats de simulation de la 1^{ère} GADA du troisième groupe éolien

La Figure V. 33, représente les puissances active et réactive du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe éolien.

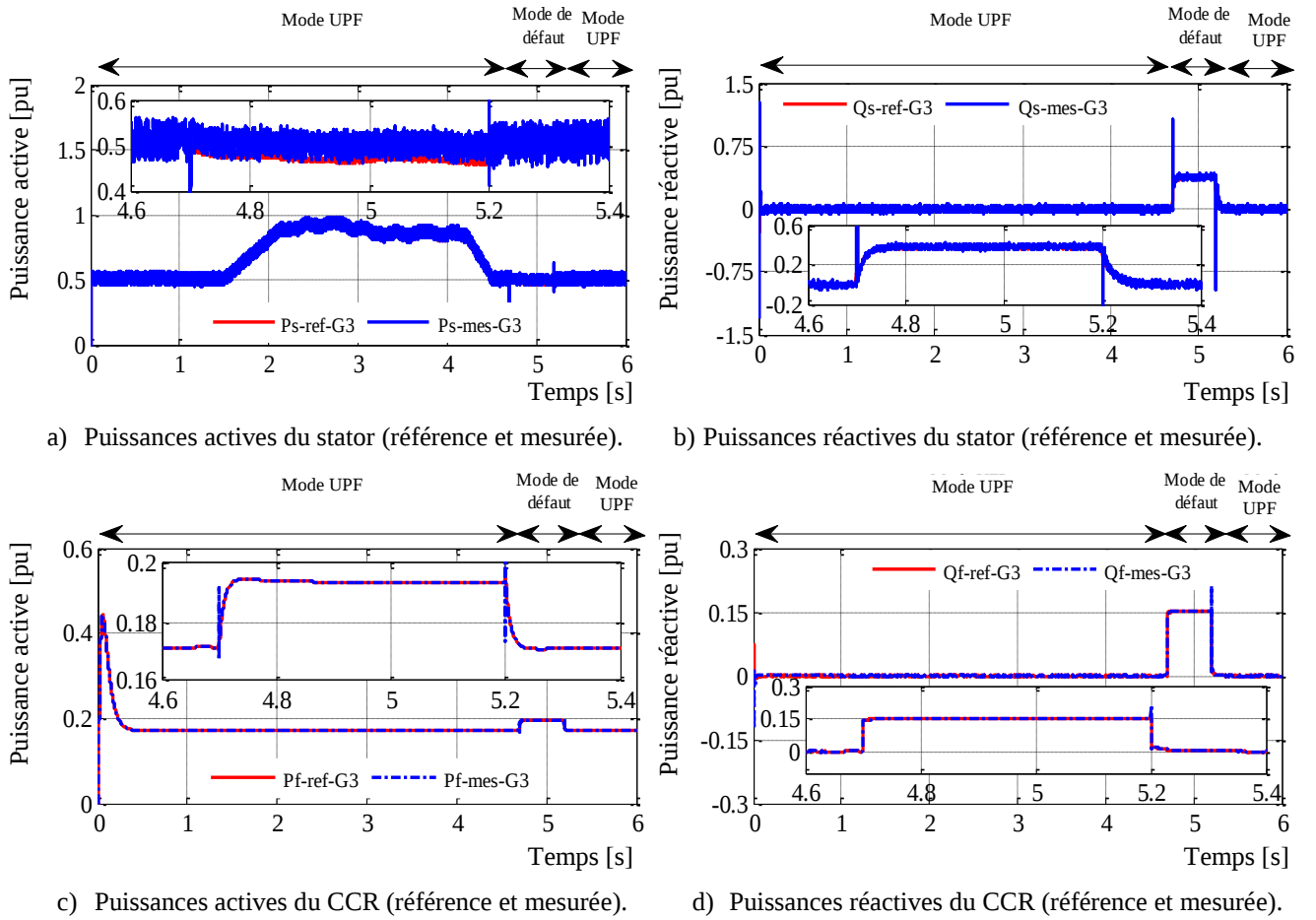


Figure V. 33 : Puissances actives et réactives du stator et du CCR de la 1^{ère} GADA du troisième groupe éolien.

La Figure V. 34, représente la tension du bus continu du CCR.

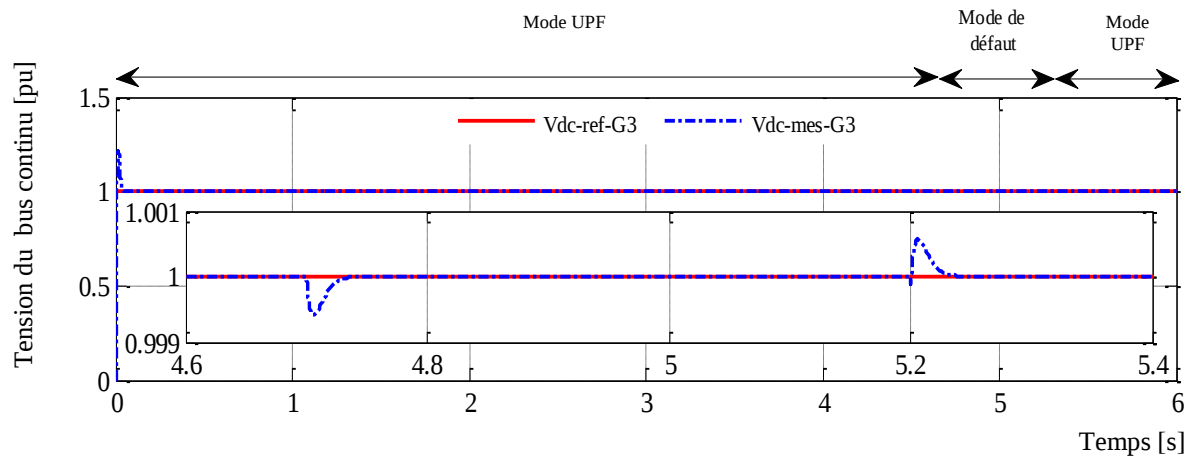


Figure V. 34 : Tension du bus continu V_{dc} .

D'après les Figures V. 29, V. 31 et V. 33, on constate que les puissances active et réactive du stator de chaque GADA et de chaque CCR suivent les puissances de référence imposées par l'algorithme de gestion implémenté dans l'unité de supervision locale pendant le mode UPF. En mode de défaut, on remarque que, uniquement, les puissances actives statoriques présentent des erreurs statiques de faibles valeurs, et que des pics remarquables de très faibles durées apparaissent aux moments des changements de l'amplitude de la tension du réseau électrique.

D'après les Figures V. 30, V. 32 et V. 34, on constate que la tension de bus continue de chaque CCR suit parfaitement sa tension de référence pendant le fonctionnement en mode UPF, et présente des pics transitoires de très faibles amplitudes aux moments d'intervention du défaut du réseau électrique.

D'après ces résultats de simulation, on remarque que chaque éolienne possède sa propre référence. Cela est dû à l'algorithme de la distribution proportionnelle qui permet de distribuer les puissances active et réactive de référence sur les éoliennes de manière proportionnelle.

V.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le contrôle et la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne connectée au réseau électrique de distribution. Dans la première partie, nous avons rappelé les différents algorithmes de supervision centrale existant dans la littérature. Pour réaliser le contrôle et la gestion des puissances de la ferme éolienne, nous avons développé en premier lieu, un algorithme au niveau de l'unité de supervision centrale pour déterminer les puissances active et réactive de référence pour la ferme éolienne pendant les conditions de fonctionnement les plus fréquentes ; le mode UPF et le mode de défaut. Pour contrôler les puissances active et réactive de la ferme éolienne, nous avons utilisé deux algorithmes de supervision centrale. Le premier algorithme est basé sur le régulateur PI, tandis que le second est basé sur la distribution proportionnelle. Dans le

même contexte et au niveau de l'unité de supervision locale, nous avons développé un algorithme pour gérer les puissances active et réactive des convertisseurs CM et CR. Tous ces algorithmes sont réalisés en utilisant l'outil **S-Function Builder**.

D'après la conception des algorithmes et les résultats de simulation de la supervision centrale et locale, nous avons pu démontrer :

- L'algorithme développé au niveau de l'unité centrale de supervision pour déterminer les puissances active et réactive de référence a permis d'avoir des bonnes références des puissances active et réactive, ce qui permet d'éviter la saturation et la déconnexion de la ferme éolienne.
- L'algorithme de supervision centrale basé sur le régulateur PI est très simple et très facile à mettre en œuvre. Il a permis aux puissances active et réactive de la ferme éolienne de suivre leurs références imposées. Pendant le mode UPF, le suivi est parfait, alors qu'en mode « défaut », la régulation présente des insuffisances, et des pics transitoires remarquables se produisent en raison du creux de tension. L'inconvénient de cette approche est que toutes les éoliennes reçoivent la même référence issue du régulateur PI et peut provoquer la saturation des éoliennes si la vitesse du vent est insuffisante.
- L'algorithme de supervision centrale basé sur la distribution proportionnelle est plus ou moins complexe, puisque il a besoin des informations nécessaires pour le calcul de la puissance aérodynamique de chaque éolienne. Cet algorithme a permis aux puissances active et réactive de la ferme éolienne de suivre leurs références imposées. Pendant le mode UPF, le suivi est parfait, alors qu'en mode « défaut », les puissances actives des stators et de la ferme éolienne présentent des erreurs statiques de faibles amplitudes, et des pics instantanés apparaissent aux moments de changement de la tension du réseau. L'avantage de cet algorithme est sa capacité d'assurer des puissances de référence indépendantes pour chaque éolienne, suivant la capacité maximale de production. Dans ce cas, le risque de saturation des éoliennes est loin de se produire.
- L'algorithme développé au niveau de l'unité de supervision locale a permis d'assurer une bonne gestion des puissances active et réactive du stator et du CCM de chaque GADA pendant les deux modes fonctionnement étudiés dans ce chapitre.

En résumé, la combinaison des algorithmes proposés au niveau des unités centrale et locale de supervision a permis à la ferme éolienne de rester connectée au réseau électrique en fournissant une puissance réactive optimale qui dépend du niveau de creux de tension. De plus, cette combinaison a permis de déterminer la puissance active de référence tout en respectant la capacité en puissance de la ferme éolienne. De plus, il peut être utilisé dans des expériences réelles en l'implémentant dans des cartes matérielles, car l'outil **S-Function Builder** a le même langage de programmation que le langage "C" avec des systèmes embarqués, tels que des cartes DSPIC et des microcontrôleurs.

Chapitre VI :

Modélisation et contrôle d'une ferme éolienne à base des GADA en régime de défaut asymétrique du réseau

VI.1. Introduction.....	171
VI.2. Modélisation de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré.....	172
VI.2.1. Technique de décomposition des séquences positive et négative dans le réseau électrique déséquilibré par la méthode ACIR.....	172
VI.2.2. Modèle du 3 ^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré.....	174
VI.2.3. Modèle du CCR connecté au réseau électrique déséquilibré.....	176
VI.3. Contrôle des puissances active et réactive d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré.....	177
VI.3.1. Supervision d'une ferme éolienne.....	177
VI.3.2. Commande de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré.....	177
VI.3.2.1. Calcul des courants rotoriques de référence de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré.....	179
VI.3.2.2. Commande du CCM par IBSC en mode de fonctionnement déséquilibré.....	180
VI.3.2.3. Commande du CCR par PI en mode de fonctionnement déséquilibré.....	186
VI.3.3. Schéma bloc du contrôle d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré en utilisant l'algorithme de la distribution proportionnelle.....	187
VI.4. Résultats de simulation.....	189
VI.4.1. Résultats de simulation de la ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré et interprétations.....	189
VI.4.2. Résultats de simulation des éoliennes de type GADA connectées au réseau électrique déséquilibré et interprétations.....	192
VI.5. Conclusion.....	196

VI.1. Introduction

Avec l'augmentation rapide du niveau de pénétration de l'énergie éolienne, les impacts des systèmes de production à grande échelle sur le réseau électrique sont bien plus importants que jamais [Ngu-16, Wu-16]. Par conséquent, les fermes éoliennes connectées au réseau électrique doivent être capables de résister à divers défauts du réseau électrique. Par rapport aux défauts du réseau symétriques, les défauts du réseau asymétriques se produisent en réalité plus fréquemment.

Le déséquilibre de tension est un problème qui dégrade les performances des GADAs connectées au réseau électrique [Ran-22]. Comme indiqué dans [Gho-94, Mul-99], les machines à induction sont particulièrement sensibles au fonctionnement déséquilibré car un échauffement localisé peut se produire dans le stator et la durée de vie de la machine peut être gravement affectée. De plus, les oscillations de couple causées par une tension du réseau déséquilibré peuvent endommager gravement la boîte de vitesses et augmentant le bruit acoustique [Mir-21, Pen-09]. D'autre part, le déséquilibre de tension entraîne des ondulations de vitesse, des contraintes mécaniques dans les parties tournantes de la machine principalement dues au flux inverse supplémentaire circulant dans l'entrefer correspondant au flux forcé [Ran-22]. L'apparition d'une tension de réseau déséquilibrée entraînera l'apparition d'une tension et d'un courant inverses, ce qui entraînera en outre des variations des puissances actives et réactives et du couple électromagnétique [Sem-06, Xu-07]. Par conséquent, différentes missions de contrôle sont nécessaires lorsque la tension du réseau est déséquilibrée ou déformée, telles que la minimisation des pulsations de puissance, la suppression du déséquilibre du courant du stator et l'élimination des ondulations de couple [Xu-07].

Dans ce chapitre, nous allons proposer une stratégie modifiée et améliorée pour le contrôle d'une ferme éolienne à base des GADAs connectées au réseau électrique déséquilibrés. La stratégie de contrôle ainsi proposée est une solution logicielle. Cette stratégie est mise en œuvre à travers un contrôle coordonné du CCM et du CCR. De plus, elle contient deux boucles, la première est principale et l'autre est auxiliaire. La boucle principale est utilisée pour contrôler les courants rotoriques de séquences positives, alors que la boucle auxiliaire s'occupe des courants de séquences négatives. Pour la décomposition d'un système triphasé de tensions et de courants déséquilibrés en séquences positive et négative, nous allons choisir la méthode d'Annulation de la Composante Inverse du Retard (ACIR).

Pour commencer le travail de ce chapitre, nous allons développer le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA qui sera utilisé pour contrôler la ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré, en utilisant la technique ACIR. Par la suite, nous allons proposer un contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (IBSC), afin de réduire les oscillations indésirables qui se produisent dans les conditions de fonctionnement déséquilibré. Finalement, les résultats de simulation de la stratégie à double boucle proposée dans ce chapitre seront comparés à la stratégie d'une seule boucle.

VI.2. Modélisation de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation de la GADA connectée au réseau électrique de distribution en régime déséquilibré. Sous une tension du réseau électrique asymétrique, le modèle de la GADA peut être décomposé en trois séquences ; positive, négative et nulle [Xu-07, Sha-12]. Pour décomposer le modèle de la GADA en plusieurs séquences, deux techniques sont proposées [Ker-17, Sai-21.a] :

- Méthode de l'Annulation de la Composante Inverse du Retard (ACIR).
- Méthode de filtre de Notch,

Dans notre travail, nous avons choisi la méthode ACIR pour décomposer le modèle de la GADA en séquences positive et négative, car elle est plus rapide et plus précises que la méthode de filtre Notch [Zho-09, Ker-17].

VI.2.1. Technique de décomposition des séquences positive et négative dans le réseau électrique déséquilibré par la méthode ACIR

La méthodologie de cette méthode consiste à transformer les composants du système triphasé en système diphasé fixe (α, β) en utilisant la transformation de Clark, ensuite, exprimer les grandeurs (α, β) en séquences positives et négatives comme suit [Zho-09] :

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha}(t) \\ v_{\beta}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha}^{+}(t) + v_{\alpha}^{-}(t) \\ v_{\beta}^{+}(t) + v_{\beta}^{-}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v^{+} \cos(\omega t + \varphi^{+}) + v^{-} \cos(-\omega t + \varphi^{-}) \\ v^{+} \sin(\omega t + \varphi^{+}) + v^{-} \sin(-\omega t + \varphi^{-}) \end{bmatrix} \quad (\text{VI.1})$$

Si on retarde les grandeurs (α, β) par $T/4$, on obtient :

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha}\left(t - \frac{T}{4}\right) \\ v_{\beta}\left(t - \frac{T}{4}\right) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +v^{+} \sin(\omega t + \varphi^{+}) - v^{-} \sin(-\omega t + \varphi^{-}) \\ -v^{+} \cos(\omega t + \varphi^{+}) + v^{-} \cos(-\omega t + \varphi^{-}) \end{bmatrix} \quad (\text{VI.2})$$

En utilisant les équations (VI.1) et (VI.2), les séquences positives et négatives peuvent être calculées de la manière suivante [Zho-09, Sai-21.a] :

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha}^{+}(t) \\ v_{\beta}^{+}(t) \\ v_{\alpha}^{-}(t) \\ v_{\beta}^{-}(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{\alpha}(t) \\ v_{\beta}(t) \\ v_{\alpha}\left(t - \frac{T}{4}\right) \\ v_{\beta}\left(t - \frac{T}{4}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{VI.3})$$

Les séquences positives et négatives obtenus à partir de l'équation (VI.3) peuvent être encore transformées en séquences positives et négatives dans le repère (d, q) comme suit [Zho-09] :

$$\begin{bmatrix} v_d^+(t) \\ v_q^+(t) \\ v_d^-(t) \\ v_q^-(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \cos(-\theta) & \sin(-\theta) \\ 0 & 0 & -\sin(-\theta) & \cos(-\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha^+(t) \\ v_\beta^+(t) \\ v_\alpha^-(t) \\ v_\beta^-(t) \end{bmatrix} \quad (\text{VI.4})$$

La Figure VI. 1, représente le bloc Simulink de la méthode ACIR pour décomposer un système triphasé en séquences positives et négatives.

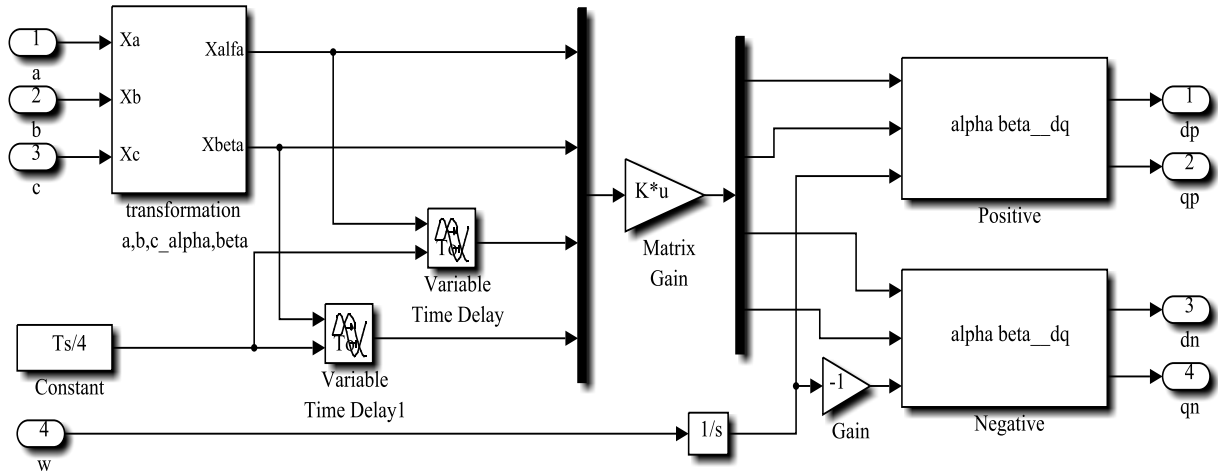


Figure VI. 1 : Méthode de l'ACIR.

Dans la Figure VI. 2, une chute de tension asymétrique de 30% a été appliquée entre les instants 1,5 s et 1,6 s. Les séquences positives et négatives des tensions du réseau électrique dans le repère tournant (d, q) sont présentées dans la même Figure.

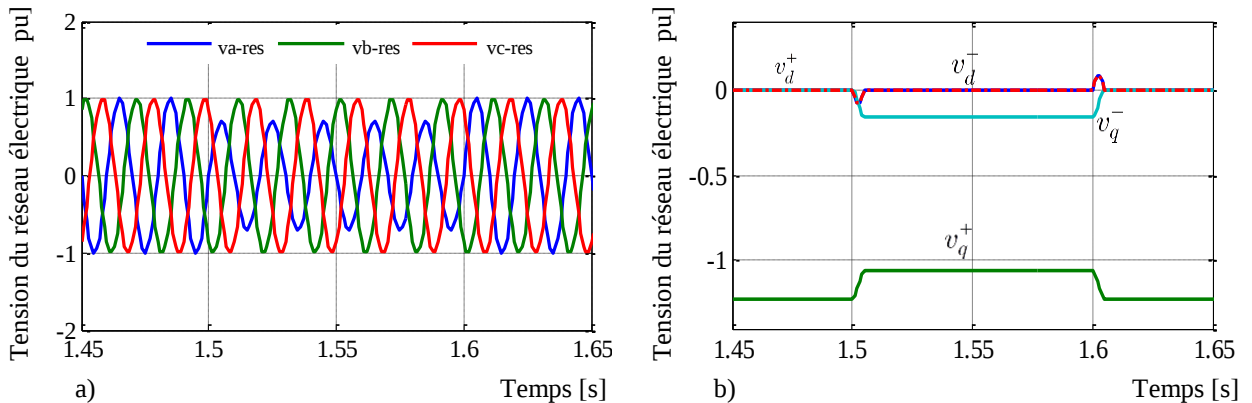


Figure IV. 2 : Tensions du réseau électrique : a) Tensions du réseau électrique lors d'une chute de la tension V_{ga} de 30%, b) Séquences positives et négatives dans le repère tournant (d, q) par la méthode ACIR.

VI.2.2. Modèle du 3^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré

Dans les conditions du réseau électrique déséquilibré, les vecteurs de tensions, les vecteurs de courants et les vecteurs de flux peuvent être décomposés en deux séquences ; positive et négative. Les séquences positives sont exprimées dans le référentiel (d^+, q^+) tournant à la vitesse angulaire de (ω_s) , alors que les séquences négatives sont exprimées dans le référentiel (d^-, q^-) tournant à la vitesse angulaire de $(-\omega_s)$. Ainsi, les grandeurs (d, q) peuvent être décomposées de la manière suivante :

- Circuit du stator :

$$\begin{cases} v_{sdq} = v_{sdq}^+ + v_{sdq}^- \\ i_{sdq} = i_{sdq}^+ + i_{sdq}^- \\ \phi_{sdq} = \phi_{sdq}^+ + \phi_{sdq}^- \end{cases} \quad (VI.5)$$

- Circuit du rotor :

$$\begin{cases} v_{rdq} = v_{rdq}^+ + v_{rdq}^- \\ i_{rdq} = i_{rdq}^+ + i_{rdq}^- \\ \phi_{rdq} = \phi_{rdq}^+ + \phi_{rdq}^- \end{cases} \quad (VI.6)$$

Avec, respectivement :

- v_{sdq}^+, i_{sdq}^+ et ϕ_{sdq}^+ : séquences positives des grandeurs statoriques (tension, courant et flux),
- v_{sdq}^-, i_{sdq}^- et ϕ_{sdq}^- : séquences négatives des grandeurs statoriques (tension, courant et flux),
- v_{rdq}^+, i_{rdq}^+ et ϕ_{rdq}^+ : séquences positives des grandeurs rotoriques (tension, courant et flux),
- v_{rdq}^-, i_{rdq}^- et ϕ_{rdq}^- : séquences négatives des grandeurs rotoriques (tension, courant et flux).

En supposant que la composante homopolaire dans le réseau électrique est négligée, le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré est exprimé sous la forme suivante :

- Les tensions statoriques et les tensions rotoriques internes en séquence positive sont :

$$\begin{cases} v_{sd}^+ = -R_s i_{sd}^+ + X'_s i_{sq}^+ + E_d'^+ \\ v_{sq}^+ = -R_s i_{sq}^+ - X'_s i_{sd}^+ + E_q'^+ \end{cases} \quad (VI.7)$$

$$\begin{cases} \frac{dE_d'^+}{dt} = -\frac{1}{T_o'} E_d'^+ + \frac{(X_s - X'_s)}{T_o'} i_{sq}^+ + g\omega_s E_q'^+ - \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq}^+ \\ \frac{dE_q'^+}{dt} = -\frac{1}{T_o'} E_q'^+ - \frac{(X_s - X'_s)}{T_o'} i_{sd}^+ - g\omega_s E_d'^+ + \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd}^+ \end{cases} \quad (VI.8)$$

- Les tensions statoriques et les tensions rotoriques internes en séquence négative sont :

$$\begin{cases} v_{sd}^- = -R_s i_{sd}^- + X_s' i_{sq}^- + E_d'^- \\ v_{sq}^- = -R_s i_{sq}^- - X_s' i_{sd}^- + E_q'^- \end{cases} \quad (\text{VI.9})$$

$$\begin{cases} \frac{dE_d'^-}{dt} = -\frac{1}{T_o'} E_d'^- + \frac{(X_s - X_s')}{T_o'} i_{sq}^- - g\omega_s E_q'^- + \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rq}^- \\ \frac{dE_q'^-}{dt} = -\frac{1}{T_o'} E_q'^- - \frac{(X_s - X_s')}{T_o'} i_{sd}^- + g\omega_s E_d'^- - \omega_s \left(\frac{X_m}{X_r} \right) v_{rd}^- \end{cases} \quad (\text{VI.10})$$

- Les flux statoriques et rotoriques en séquences positive et négative sont :

$$\begin{pmatrix} \phi_{sd}^+ \\ \phi_{sq}^+ \\ \phi_{sd}^- \\ \phi_{sq}^- \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -X_s i_{sd}^+ + X_m i_{rd}^+ \\ -X_s i_{sq}^+ + X_m i_{rq}^+ \\ -X_s i_{sd}^- + X_m i_{rd}^- \\ -X_s i_{sq}^- + X_m i_{rq}^- \end{pmatrix}, \begin{pmatrix} \phi_{rd}^+ \\ \phi_{rq}^+ \\ \phi_{rd}^- \\ \phi_{rq}^- \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} X_r i_{rd}^+ - X_m i_{sd}^+ \\ X_r i_{rq}^+ - X_m i_{sq}^+ \\ X_r i_{rd}^- - X_m i_{sd}^- \\ X_r i_{rq}^- - X_m i_{sq}^- \end{pmatrix} \quad (\text{VI.11})$$

En utilisant les équations (VI.9), (VI.10) et (VI.11), les courants rotoriques sont donnés par :

- Les courants rotoriques en séquence positive sont :

$$\begin{cases} \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rd}^+ = -\left(R_r + \frac{L_m}{L_s} \frac{L_m}{L_s} R_s \right) i_{rd}^+ + \frac{L_m}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sd}^+ - \omega \frac{L_m}{L_s} \phi_{sq}^+ + g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rq}^+ + v_{rd}^+ - \frac{L_m}{L_s} v_{sd}^+ \\ \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rq}^+ = -\left(R_r + \frac{L_m}{L_s} \frac{L_m}{L_s} R_s \right) i_{rq}^+ + \frac{L_m}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sq}^+ + \omega \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^+ - g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rd}^+ + v_{rq}^+ - \frac{L_m}{L_s} v_{sq}^+ \end{cases} \quad (\text{VI.12})$$

- Les courants rotoriques en séquence négative sont :

$$\begin{cases} \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rd}^- = -\left(R_r + \frac{L_m}{L_s} \frac{L_m}{L_s} R_s \right) i_{rd}^- + \frac{L_m}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sd}^- + \omega \frac{L_m}{L_s} \phi_{sq}^- - g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rq}^- + v_{rd}^- - \frac{L_m}{L_s} v_{sd}^- \\ \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rq}^- = -\left(R_r + \frac{L_m}{L_s} \frac{L_m}{L_s} R_s \right) i_{rq}^- + \frac{L_m}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sq}^- - \omega \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^- + g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rd}^- + v_{rq}^- - \frac{L_m}{L_s} v_{sq}^- \end{cases} \quad (\text{VI.13})$$

Où :

$$\begin{cases} \sigma = \left(1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \right) \\ \omega = (1 - g) \omega_s \\ X_s = L_s \omega_s, X_r = L_r \omega_s, X_m = L_m \omega_s \end{cases}$$

Avec :

σ : le coefficient de dispersion.

D'une manière générale, les puissances active P_s et réactive Q_s dans le référentiel (d, q) sont données par :

$$\begin{cases} P_s = v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq} \\ Q_s = v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq} \end{cases} \quad (\text{VI.14})$$

En remplaçant l'équation (VI.5) dans l'équation (VI.14), on obtient :

$$\begin{cases} P_s = P_{s0} + P_{s1} + P_{s2} \\ Q_s = Q_{s0} + Q_{s1} + Q_{s2} \end{cases} \quad (\text{VI.15})$$

Où :

$$\begin{pmatrix} P_{s0} \\ P_{s1} \\ P_{s2} \\ Q_{s0} \\ Q_{s1} \\ Q_{s2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_{sd}^+ & v_{sd}^- & v_{sq}^+ & v_{sq}^- \\ 0 & v_{sd}^+ & 0 & v_{sq}^+ \\ v_{sd}^- & 0 & v_{sd}^- & 0 \\ v_{sq}^+ & v_{sq}^- & -v_{sd}^+ & -v_{sd}^- \\ v_{sq}^- & 0 & -v_{sd}^- & 0 \\ 0 & v_{sq}^+ & 0 & -v_{sd}^+ \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{sd}^+ \\ i_{sd}^- \\ i_{sq}^+ \\ i_{sq}^- \end{pmatrix} \quad (\text{VI.16})$$

Avec, respectivement :

P_{s0} et Q_{s0} : composantes moyenne des puissances active et réactive,

P_{s1} , Q_{s1} , P_{s2} et Q_{s2} : composantes oscillantes des puissances active et réactive.

VI.2.3. Modèle du CCR connecté au réseau électrique déséquilibré

En supposant, toujours, que la composante homopolaire dans le réseau électrique est négligeable, le modèle du CCR connecté au réseau électrique déséquilibré peut être écrit comme suit, en utilisant l'équation (IV.9) :

- Les tensions du CCR en séquence positive sont :

$$\begin{cases} v_{ld}^+ = R_f i_{ld}^+ + L_f \frac{d i_{ld}^+}{dt} - \omega_s L_f i_{lq}^+ + v_{fd}^+ \\ v_{lq}^+ = R_f i_{lq}^+ + L_f \frac{d i_{lq}^+}{dt} + \omega_s L_f i_{ld}^+ + v_{fq}^+ \end{cases} \quad (\text{VI.17})$$

- Les tensions du CCR en séquence négative sont :

$$\begin{cases} v_{ld}^- = R_f i_{ld}^- + L_f \frac{d i_{ld}^-}{dt} + \omega_s L_f i_{lq}^- + v_{fd}^- \\ v_{lq}^- = R_f i_{lq}^- + L_f \frac{d i_{lq}^-}{dt} - \omega_s L_f i_{ld}^- + v_{fq}^- \end{cases} \quad (\text{VI.18})$$

Avec, respectivement :

v_{ldq}^+ , v_{fdq}^+ et i_{ldq}^+ : séquences positives des grandeurs du CCR (tension d'alimentation, tension d'entrée du CCR et courant absorbé),

v_{ldq}^- , v_{fdq}^- et i_{ldq}^- : séquences négatives des grandeurs du CCR (tension d'alimentation, tension d'entrée du CCR et courant absorbé).

VI.3. Contrôle des puissances active et réactive d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré

VI.3.1. Supervision d'une ferme éolienne

Dans cette section, nous nous sommes intéressés par la supervision centrale et locale d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré. Les algorithmes de supervision centrale et locale sont déjà discutés en détail dans le chapitre précédemment. Dans ce chapitre, nous allons choisir l'algorithme de supervision centrale basé sur l'aspect de distribution proportionnelle pour régler les puissances active et réactive de la ferme éolienne.

VI.3.2. Commande de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré

Dans cette section, nous nous intéressons par la commande d'une GADA connectée au réseau électrique déséquilibré. La Figure VI. 3, représente la disposition des repères (d^+, q^+) et (d^-, q^-) par rapport au repère (α, β) . Cette figure montre que le flux statorique positif est aligné sur l'axe d^+ et tourne à la vitesse ω_s , et l'axe d^- tourne à une vitesse angulaire $-\omega_s$, où $-\theta_s$ est l'angle de déphasage entre l'axe αs et d^- .

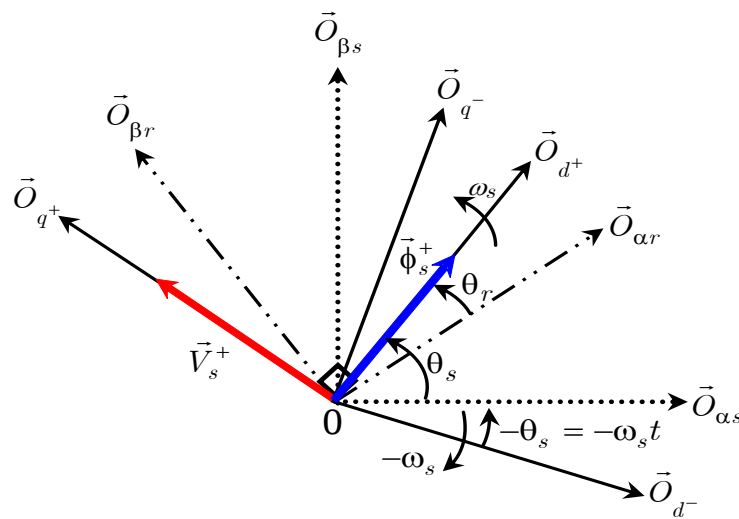


Figure VI. 3 : Orientation du flux statorique sous un réseau électrique déséquilibré.

Après orientation du flux statorique suivant les axes d^+ et d^- , on obtient :

$$\begin{cases} \phi_{sd}^+ = \phi_s^+ \\ \phi_{sq}^+ = 0 \end{cases} \quad (\text{VI.19})$$

Et :

$$\begin{cases} \phi_{sd}^- = \phi_s^- \\ \phi_{sq}^- = 0 \end{cases} \quad (\text{VI.20})$$

En utilisant les équations (VI.19) et (VI.20), les relations électromagnétiques en séquences positive et négative de la GADA se simplifient comme suit :

$$\begin{cases} \phi_s^+ = -X_s i_{sd}^+ + X_m i_{rd}^+ \\ 0 = -X_s i_{rq}^+ + X_m i_{rq}^+ \end{cases} \quad (\text{VI.21})$$

$$\begin{cases} \phi_s^- = -X_s i_{sd}^- + X_m i_{rd}^- \\ 0 = -X_s i_{rq}^- + X_m i_{rq}^- \end{cases} \quad (\text{VI.22})$$

Après l'orientation du flux statorique, les courants rotorique en séquence positive et négative s'écrivent:

- Les courants rotoriques en séquence positive sont :

$$\begin{cases} \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rd}^+ = -\left(R_r + \frac{L_m}{L_s} \frac{L_m}{L_s} R_s\right) i_{rd}^+ + \frac{L_m}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sd}^+ + g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rq}^+ + v_{rd}^+ - \frac{L_m}{L_s} v_{sd}^+ \\ \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rq}^+ = -\left(R_r + \frac{L_m}{L_s} \frac{L_m}{L_s} R_s\right) i_{rq}^+ + \omega \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^+ - g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rd}^+ + v_{rq}^+ - \frac{L_m}{L_s} v_{sq}^+ \end{cases} \quad (\text{VI.23})$$

- Les courants rotoriques en séquence négative sont :

$$\begin{cases} \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rd}^- = -\left(R_r + \frac{L_m}{L_s} \frac{L_m}{L_s} R_s\right) i_{rd}^- + \frac{L_m}{L_s} \frac{R_s}{L_s} \phi_{sd}^- - g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rq}^- + v_{rd}^- - \frac{L_m}{L_s} v_{sd}^- \\ \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rq}^- = -\left(R_r + \frac{L_m}{L_s} \frac{L_m}{L_s} R_s\right) i_{rq}^- - \omega \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^- + g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rd}^- + v_{rq}^- - \frac{L_m}{L_s} v_{sq}^- \end{cases} \quad (\text{VI.24})$$

En remplaçant les équations (VI.7) et (VI.22) dans l'équation (VI.24), on obtient :

- Les courants rotoriques en séquence positive sont :

$$\begin{cases} \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rd}^+ = -R_r i_{rd}^+ + g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rq}^+ + v_{rd}^+ \\ \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rq}^+ = -R_r i_{rq}^+ - \omega_r \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^+ - g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rd}^+ + v_{rq}^+ \end{cases} \quad (\text{VI.25})$$

En remplaçant les équations (VI.8) et (VI.23) dans l'équation (VI.25), on obtient:

- Les courants rotoriques en séquence négative sont :

$$\begin{cases} \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rd}^- = -R_r i_{rd}^- - g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rq}^- + v_{rd}^- \\ \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{rq}^- = -R_r i_{rq}^- + \omega_r \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^- + g \cdot \omega_s L_r \sigma i_{rd}^- + v_{rq}^+ \end{cases} \quad (VI.26)$$

VI.3.2.1. Calcul des courants rotoriques de référence de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré

Lors des défauts asymétriques du réseau électrique, l'existence de la tension et du courant de séquence négative entraînera d'importantes oscillations à double fréquence d'alimentation, notamment sur les puissances active et réactive et le couple électromagnétique. D'une manière générale, les conséquences des défauts asymétriques dans le réseau électrique affectent fortement le fonctionnement sécurisé et stable du système éolien. Dans le pire des cas, cela pourrait entraîner la déconnexion du système éolien en raison de dommages des pièces mécaniques. Pour ces raisons, la réduction des oscillations du couple électromagnétique doit être principalement envisagée lors de défauts asymétriques du réseau électrique. Dans ces conditions de tensions déséquilibrées, plusieurs stratégies de contrôle de la GADA ont été étudiées dans [Rah-14, Zhu-15, Moh-16]. En effet, trois stratégies ont été utilisées pour contrôler un système éolien à base d'une GADA connectée au réseau électrique déséquilibré :

- 1) **Stratégie I** : Cette stratégie est utilisée pour éliminer les pulsations à double fréquence des puissances active et réactive, c'est à dire $P_{s1} = 0, P_{s2} = 0, Q_{s1} = 0$ et $Q_{s2} = 0$. La méthodologie de cette stratégie consiste à utiliser les équations (VI.11) et (VI.16) afin de calculer les courants rotoriques de référence en séquence positives et négatives. Après des calculs, ces courants sont donnés comme suit :

$$\begin{cases} i_{rd}^{+*} = \frac{X_s}{X_m} \frac{v_{sq}^+}{D_2} Q_s^* + \frac{D_2}{\omega_s X_m D_2} v_{sq}^+ \\ i_{rq}^{+*} = \frac{v_{sq}^+}{D_1} \frac{X_s}{X_m} P_s^* \\ i_{rd}^{-*} = -\frac{2}{\omega_s X_m} v_{sq}^- + K_{dd} i_{rd}^+ - K_{dq} i_{rq}^+ \\ i_{rq}^{-*} = \frac{1}{\omega_s X_m} v_{sd}^- + K_{dq} i_{rd}^+ - K_{dd} i_{sq}^+ \end{cases} \quad (VI.27)$$

Avec :

$$D_1 = v_{sq}^{+2} - (v_{sd}^{-2} + v_{sq}^{-2}), D_2 = v_{sq}^{+2} + v_{sd}^{-2} + v_{sq}^{-2},$$

$$K_{dd} = \frac{v_{sq}^{-}}{v_{sq}^{+}}, K_{dq} = \frac{v_{sd}^{-}}{v_{sq}^{+}}$$

2) Stratégie II : Cette stratégie est utilisée pour éliminer les pulsations des courants rotoriques.

La méthodologie de cette stratégie consiste à utiliser les équations obtenues dans la première stratégie en mettant les courants rotoriques de référence en séquence négatives à zéro. Donc, les courants rotoriques de référence en séquence positives et négatives sont donnés comme suit :

$$\begin{cases} i_{rd}^{+*} = \frac{X_s}{X_m} \frac{v_{sq}^{+}}{D_2} Q_s^* + \frac{D_2}{\omega_s X_m D_2} v_{sq}^{+} \\ i_{rq}^{+*} = \frac{v_{sq}^{+}}{D_1} \frac{X_s}{X_m} P_s^* \\ i_{rd}^{-*} = 0 \\ i_{rq}^{-*} = 0 \end{cases} \quad (VI.28)$$

- **Stratégie III :** Cette méthode est utilisée pour obtenir un courant inverse nul dans les enroulements triphasés du stator. La méthodologie de cette stratégie consiste à utiliser les équations (VI.11) et (VI.16) en mettant les courants statoriques en séquence négatifs à zéro. Après des calculs, les courants rotoriques de référence en séquence positives et négatives sont donnés comme suit :

$$\begin{cases} i_{rd}^{+*} = \frac{X_s}{v_{sq}^{+} X_m} Q_s^* + \frac{1}{\omega_s X_m} v_{sq}^{+} \\ i_{rq}^{+*} = \frac{X_s}{v_{sq}^{+} X_m} P_s^* \\ i_{rd}^{-*} = \frac{1}{X_m \omega_s} v_{rq}^{+} \\ i_{rq}^{-*} = 0 \end{cases} \quad (VI.29)$$

VI.3.2.2. Commande du CCM par IBSC en mode de fonctionnement déséquilibré

Dans cette partie, nous allons présenter la commande de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré en utilisant le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégrale (IBSC), en utilisant la théorie de la section IV.4.3. Dans ces conditions de tension de réseau électrique déséquilibrée, deux boucles de régulation doivent être contrôlées :

- 1) La boucle de régulation des courants rotoriques positifs,
- 2) La boucle de régulation des courants rotoriques négatifs.

VI.3.2.2.1. Boucle de régulation des courants rotoriques positifs

Pour cette boucle de régulation, les puissances active et réactive sont les principales grandeurs de régulation. Dans les conditions de fonctionnement déséquilibré, l'approche de cette régulation consiste à déterminer les tensions rotoriques de référence v_{rd}^{+*} et v_{rq}^{+*} qui seront calculées en fonction des courants rotoriques de séquences positifs i_{rd}^{+*} et i_{rq}^{+*} . Ces derniers courants sont utilisés comme entrées virtuelles.

• 1^{er} étape de la régulation : Définition des erreurs de suivi

Les erreurs de suivi des courants rotoriques positifs de la GADA peuvent être définies comme suit :

$$\begin{cases} Z_{i_{rd}^+} = i_{rd}^+ - i_{rd}^{+*} + K'_{i_{rd}^+} \int_0^t (i_{rd}^+ - i_{rd}^{+*}) dt \\ Z_{i_{rq}^+} = i_{rq}^+ - i_{rq}^{+*} + K'_{i_{rq}^+} \int_0^t (i_{rq}^+ - i_{rq}^{+*}) dt \end{cases} \quad (VI.30)$$

Avec :

$$K'_{i_{rdq}^+} \int_0^t (i_{rdq}^+ - i_{rdq}^{+*}) dt : \text{Action intégrale ajoutée aux erreurs des courants rotoriques positifs,}$$

$$K'_{i_{rd}^+, i_{rq}^+} : \text{Constante positive.}$$

A partir de l'équation (VI.30), la dérivée de l'erreur est donnée par :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{rd}^+} = \dot{i}_{rd}^+ - \dot{i}_{rd}^{+*} + K'_{i_{rd}^+} (i_{rd}^+ - i_{rd}^{+*}) \\ \dot{Z}_{i_{rq}^+} = \dot{i}_{rq}^+ - \dot{i}_{rq}^{+*} + K'_{i_{rq}^+} (i_{rq}^+ - i_{rq}^{+*}) \end{cases} \quad (VI.31)$$

En remplaçant l'équation (VI.25) dans l'équation (VI.31), on obtient :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{rd}^+} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} i_{rd}^+ + g \cdot \omega_s i_{rq}^+ + \frac{1}{\sigma L_r} v_{rd}^+ - \dot{i}_{rd}^{+*} + K'_{i_{rd}^+} (i_{rd}^+ - i_{rd}^{+*}) \\ \dot{Z}_{i_{rq}^+} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} i_{rq}^+ - \omega_r \frac{1}{\sigma L_r} \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^+ - g \cdot \omega_s i_{rd}^+ + \frac{1}{\sigma L_r} v_{rq}^+ - \dot{i}_{rq}^{+*} + K'_{i_{rq}^+} (i_{rq}^+ - i_{rq}^{+*}) \end{cases} \quad (VI.32)$$

• 2^{ème} étape de la régulation : Choix de la fonction de Lyapunov pour assurer la stabilité du système

Pour l'étude de stabilité du système en boucle fermée, nous allons utiliser le théorème de stabilité de Lyapunov. La fonction de stabilité candidate de Lyapunov est définie par :

$$\begin{cases} V_{i_{rd}^+} = \frac{1}{2} Z_{i_{rd}^+}^2 \\ V_{i_{rq}^+} = \frac{1}{2} Z_{i_{rq}^+}^2 \end{cases} \quad (VI.33)$$

La dérivée de la fonction candidate de Lyapunov (VI.33) est donnée par :

$$\begin{cases} \dot{V}_{i_{rd}^+} = Z_{i_{rd}^+} \dot{Z}_{i_{rd}^+} \\ \dot{V}_{i_{rq}^+} = Z_{i_{rq}^+} \dot{Z}_{i_{rq}^+} \end{cases} \quad (VI.34)$$

Pour assurer la stabilité du système au sens du Lyapunov, la dérivée de la fonction candidate doit être définie négative, c'est-à-dire :

$$\begin{cases} \dot{V}_{i_{rd}^+} < 0 \\ \dot{V}_{i_{rq}^+} < 0 \end{cases} \quad (VI.35)$$

Où :

$$\begin{cases} Z_{i_{rd}^+} \dot{Z}_{i_{rd}^+} < 0 \\ Z_{i_{rq}^+} \dot{Z}_{i_{rq}^+} < 0 \end{cases} \quad (VI.36)$$

Dans ce sens, il est possible de choisir la dérivée de la fonction candidate comme suit :

$$\begin{cases} \dot{V}_{i_{rd}^+} = -k Z_{i_{rd}^+}^2 \\ \dot{V}_{i_{rq}^+} = -k Z_{i_{rq}^+}^2 \end{cases} \quad (VI.37)$$

Où k est une constante strictement positive ($k > 0$).

- **3^{ème} étape de la régulation : Détermination des lois de commande pour les courants rotoriques positifs**

En utilisant (VI.32), la dérivée de la fonction de Lyapunov (VI.37) devient :

$$\begin{cases} -k_{i_{rd}^+} Z_{i_{rd}^+}^2 = Z_{i_{rd}^+} \left[-\frac{R_r}{\sigma L_r} i_{rd}^+ + g \cdot \omega_s i_{rq}^+ + \frac{1}{\sigma L_r} v_{rd}^+ - \dot{i}_{rd}^{+*} + K'_{i_{rd}^+} (i_{rd}^+ - i_{rd}^{+*}) \right] \\ -k_{i_{rq}^+} Z_{i_{rq}^+}^2 = Z_{i_{rq}^+} \left[-\frac{R_r}{\sigma L_r} i_{rq}^+ - \omega_r \frac{1}{\sigma L_r} \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^+ - g \cdot \omega_s i_{rd}^+ + \frac{1}{\sigma L_r} v_{rq}^+ - \dot{i}_{rq}^{+*} + K'_{i_{rq}^+} (i_{rq}^+ - i_{rq}^{+*}) \right] \end{cases} \quad (VI.38)$$

Après simplification de l'équation (VI.38), la loi de commande pour les tensions rotoriques positifs est obtenue comme suit :

$$\begin{cases} v_{rd}^{+*} = R_r i_{rd}^+ - g \cdot \omega_s \sigma L_r i_{rq}^+ + \sigma L_r \dot{i}_{rd}^{+*} - \sigma L_r K'_{i_{rd}^+} (i_{rd}^+ - i_{rd}^{+*}) - \sigma L_r k_{i_{rd}^+} Z_{i_{rd}^+} \\ v_{rq}^{+*} = R_r i_{rq}^+ + g \cdot \omega_s \sigma L_r i_{rd}^+ + \omega_r \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^+ + \sigma L_r \dot{i}_{rq}^{+*} - \sigma L_r K'_{i_{rq}^+} (i_{rq}^+ - i_{rq}^{+*}) - \sigma L_r k_{i_{rq}^+} Z_{i_{rq}^+} \end{cases} \quad (VI.39)$$

VI.3.2.2.2. Boucle de régulation des courants rotoriques négatifs

Pour cette boucle de régulation, les courants rotoriques en séquences négatifs sont les principales grandeurs de régulation. Dans les conditions de fonctionnement déséquilibré, l'approche de cette régulation consiste à déterminer les tensions rotoriques de référence v_{rd}^{-*} et v_{rq}^{-*} qui seront calculées en fonction des courants rotoriques de séquences négatifs i_{rd}^{-*} et i_{rq}^{-*} . Ces derniers courants sont utilisés comme entrées virtuelles.

- **1^{er} étape de la régulation : Définition des erreurs de suivi**

Les erreurs de suivi des courants rotoriques négatifs de la GADA peuvent être définies comme suit :

$$\begin{cases} Z_{i_{rd}^{-}} = i_{rd}^{-} - i_{rd}^{-*} + K'_{i_{rd}^{-}} \int_0^t (i_{rd}^{-} - i_{rd}^{-*}) dt \\ Z_{i_{rq}^{-}} = i_{rq}^{-} - i_{rq}^{-*} + K'_{i_{rq}^{-}} \int_0^t (i_{rq}^{-} - i_{rq}^{-*}) dt \end{cases} \quad (\text{VI.40})$$

Avec :

$$K'_{i_{rdq}^{-}} \int_0^t (i_{rdq}^{-} - i_{rdq}^{-*}) dt : \text{Action intégrale ajoutée aux erreurs des courants rotoriques}$$

négatifs,

$$K'_{i_{rd}^{-}, i_{rq}^{-}} : \text{Constante positive.}$$

A partir de l'équation (VI.40), la dérivée de l'erreur est donnée par :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{rd}^{-}} = \dot{i}_{rd}^{-} - \dot{i}_{rd}^{-*} + K'_{i_{rd}^{-}} (i_{rd}^{-} - i_{rd}^{-*}) \\ \dot{Z}_{i_{rq}^{-}} = \dot{i}_{rq}^{-} - \dot{i}_{rq}^{-*} + K'_{i_{rq}^{-}} (i_{rq}^{-} - i_{rq}^{-*}) \end{cases} \quad (\text{VI.41})$$

En remplaçant l'équation (VI.26) dans l'équation (VI.41), nous obtenons :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{rd}^{-}} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} i_{rd}^{-} - g \cdot \omega_s i_{rq}^{-} + \frac{1}{\sigma L_r} v_{rd}^{-} - \dot{i}_{rd}^{+*} + K'_{i_{rd}^{-}} (i_{rd}^{-} - i_{rd}^{-*}) \\ \dot{Z}_{i_{rq}^{-}} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} i_{rq}^{-} + \omega_r \frac{1}{\sigma L_r} \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^{-} + g \cdot \omega_s i_{rd}^{-} + \frac{1}{\sigma L_r} v_{rq}^{+} - \dot{i}_{rq}^{-*} + K'_{i_{rq}^{-}} (i_{rq}^{-} - i_{rq}^{-*}) \end{cases} \quad (\text{VI.42})$$

- **2^{ème} étape de la régulation : Choix de la fonction de Lyapunov pour assurer la stabilité du système**

Pour l'étude de stabilité du système en boucle fermée, nous allons utiliser le théorème de stabilité de Lyapunov. La fonction de stabilité candidate de Lyapunov est définie par :

$$\begin{cases} V_{i_{rd}^{-}} = \frac{1}{2} Z_{i_{rd}^{-}}^2 \\ V_{i_{rq}^{-}} = \frac{1}{2} Z_{i_{rq}^{-}}^2 \end{cases} \quad (\text{VI.43})$$

La dérivée de la fonction candidate de Lyapunov (VI.43) est donnée par :

$$\begin{cases} \dot{V}_{i_{rd}^-} = Z_{i_{rd}^-} \dot{Z}_{i_{rd}^-} \\ \dot{V}_{i_{rq}^-} = Z_{i_{rq}^-} \dot{Z}_{i_{rq}^-} \end{cases} \quad (VI.44)$$

Pour assurer la stabilité du système au sens du Lyapunov, la dérivée de la fonction candidate doit être définie négative, c'est-à-dire :

$$\begin{cases} \dot{V}_{i_{rd}^-} < 0 \\ \dot{V}_{i_{rq}^-} < 0 \end{cases} \quad (VI.45)$$

Ou :

$$\begin{cases} Z_{i_{rd}^-} \dot{Z}_{i_{rd}^-} < 0 \\ Z_{i_{rq}^-} \dot{Z}_{i_{rq}^-} < 0 \end{cases} \quad (VI.46)$$

Dans ce sens, il est possible de choisir la dérivée de la fonction candidate comme suit :

$$\begin{cases} \dot{V}_{i_{rd}^-} = -k Z_{i_{rd}^-}^2 \\ \dot{V}_{i_{rq}^-} = -k Z_{i_{rq}^-}^2 \end{cases} \quad (VI.47)$$

Où k est une constante strictement positive ($k > 0$).

- **3^{ème} étape : détermination des lois de commande pour les courants rotoriques négatifs**

En utilisant (VI.42), la dérivée de la fonction de Lyapunov (VI.47) devient :

$$\begin{cases} -k_{i_{rd}^-} Z_{i_{rd}^-}^2 = Z_{i_{rd}^-} \left[-\frac{R_r}{\sigma L_r} i_{rd}^- - g \cdot \omega_s i_{rq}^- + \frac{1}{\sigma L_r} v_{rd}^- - \dot{i}_{rd}^{*-} + K'_{i_{rd}^+} (i_{rd}^- - i_{rd}^{*-}) \right] \\ -k_{i_{rq}^-} Z_{i_{rq}^-}^2 = Z_{i_{rq}^-} \left[-\frac{R_r}{\sigma L_r} i_{rq}^- + \omega_r \frac{1}{\sigma L_r} \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^- + g \cdot \omega_s i_{rd}^- + \frac{1}{\sigma L_r} v_{rq}^- - \dot{i}_{rq}^{*-} + K'_{i_{rq}^+} (i_{rq}^- - i_{rq}^{*-}) \right] \end{cases} \quad (VI.48)$$

Considérant que les tensions en séquences négatifs développées du rotor et ses valeurs de référence sont égales à tout instant, la loi de commande est obtenue comme suit :

$$\begin{cases} v_{rd}^{*-} = R_r i_{rd}^- + g \cdot \omega_s \sigma L_r i_{rq}^- + \sigma L_r \dot{i}_{rd}^{*-} - \sigma L_r K'_{i_{rd}^+} (i_{rd}^- - i_{rd}^{*-}) - \sigma L_r k_{i_{rd}^-} Z_{i_{rd}^-} \\ v_{rq}^{*-} = R_r i_{rq}^- - g \cdot \omega_s \sigma L_r i_{rd}^- - \omega_r \frac{L_m}{L_s} \phi_{sd}^- + \sigma L_r \dot{i}_{rq}^{*-} - \sigma L_r K'_{i_{rq}^+} (i_{rq}^- - i_{rq}^{*-}) - \sigma L_r k_{i_{rq}^-} Z_{i_{rq}^-} \end{cases} \quad (VI.49)$$

VI.3.2.3. Commande du CCR par le contrôleur PI en mode de fonctionnement déséquilibré

Pour assurer un bon fonctionnement de la GADA en présence d'un défaut asymétrique, la stabilité de la tension du bus continu doit être assurée en utilisant des convertisseurs statiques commandables. En effet, les défauts asymétriques peuvent endommager les condensateurs et les convertisseurs du circuit intermédiaire. Lorsqu'un défaut asymétrique se produit dans le réseau électrique, le CCR doit être contrôlé par la commande à double boucle. Dans ce chapitre, les courants positifs et négatifs absorbés par le CCR sont contrôlés par des contrôleurs PI classiques. La méthode de calcul des gains de ce type de contrôleur est déjà discutée en détail dans la Section IV.3 du chapitre IV.

VI.3.2.3.1. Schéma bloc de la commande du CCR par le contrôleur PI classique en mode de fonctionnement déséquilibré

Le schéma bloc de la commande du CCR en mode de fonctionnement déséquilibré est représenté sur la Figure VI. 5. Dans la première étape de ce schéma bloc, la tension triphasée d'alimentation et les courants triphasés absorbés par le CCR sont décomposés en séquences positives et négatives. Ensuite, la tension du bus continu est contrôlée par le régulateur PI. Puis, les courants déphasés absorbés par le CCR en séquences négatifs et positifs de référence sont calculés. Dans la dernière étape, ces courants sont contrôlés en utilisant le régulateur PI classique.

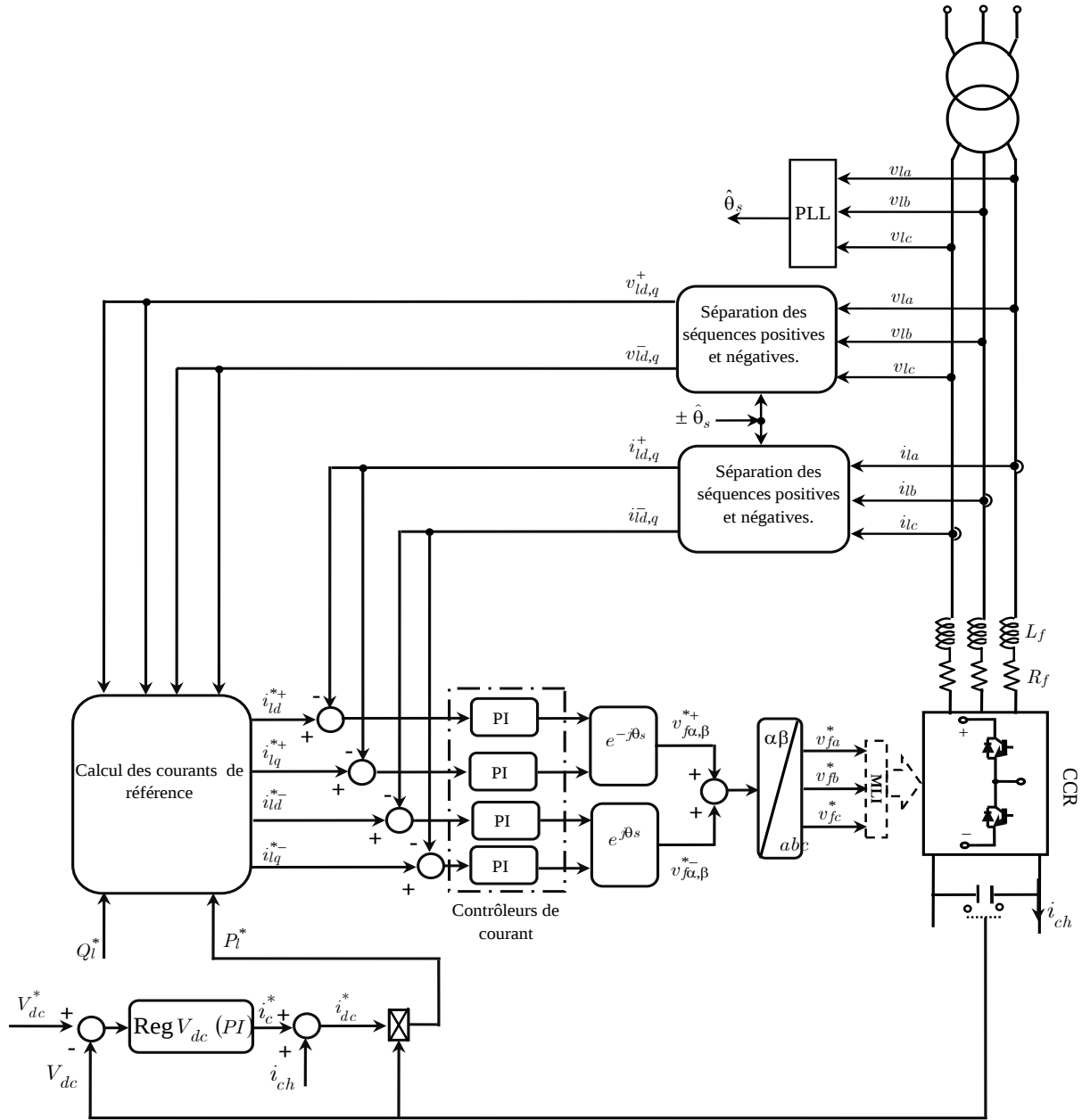


Figure VI. 5 : Schéma bloc de la commande à double boucle du CCR par le contrôleur PI dans un réseau électrique déséquilibré.

VI.3.3. Schéma bloc du contrôle d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré en utilisant l'algorithme de la distribution proportionnelle

La Figure VI. 6, représente le schéma bloc de contrôle des puissances active et réactive de la ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré. Ce schéma se compose d'un algorithme de détermination des puissances de référence pour la ferme éolienne, d'une unité de supervision centrale basée sur l'algorithme de distribution proportionnelle pour contrôler les puissances générées par la ferme, d'une unité de supervision locale pour gérer les puissances de références des Convertisseurs CM et CR, des boucles de régulation des courants rotoriques en séquences positives et négatives et des boucles de régulation des courants absorbés par le CCR.

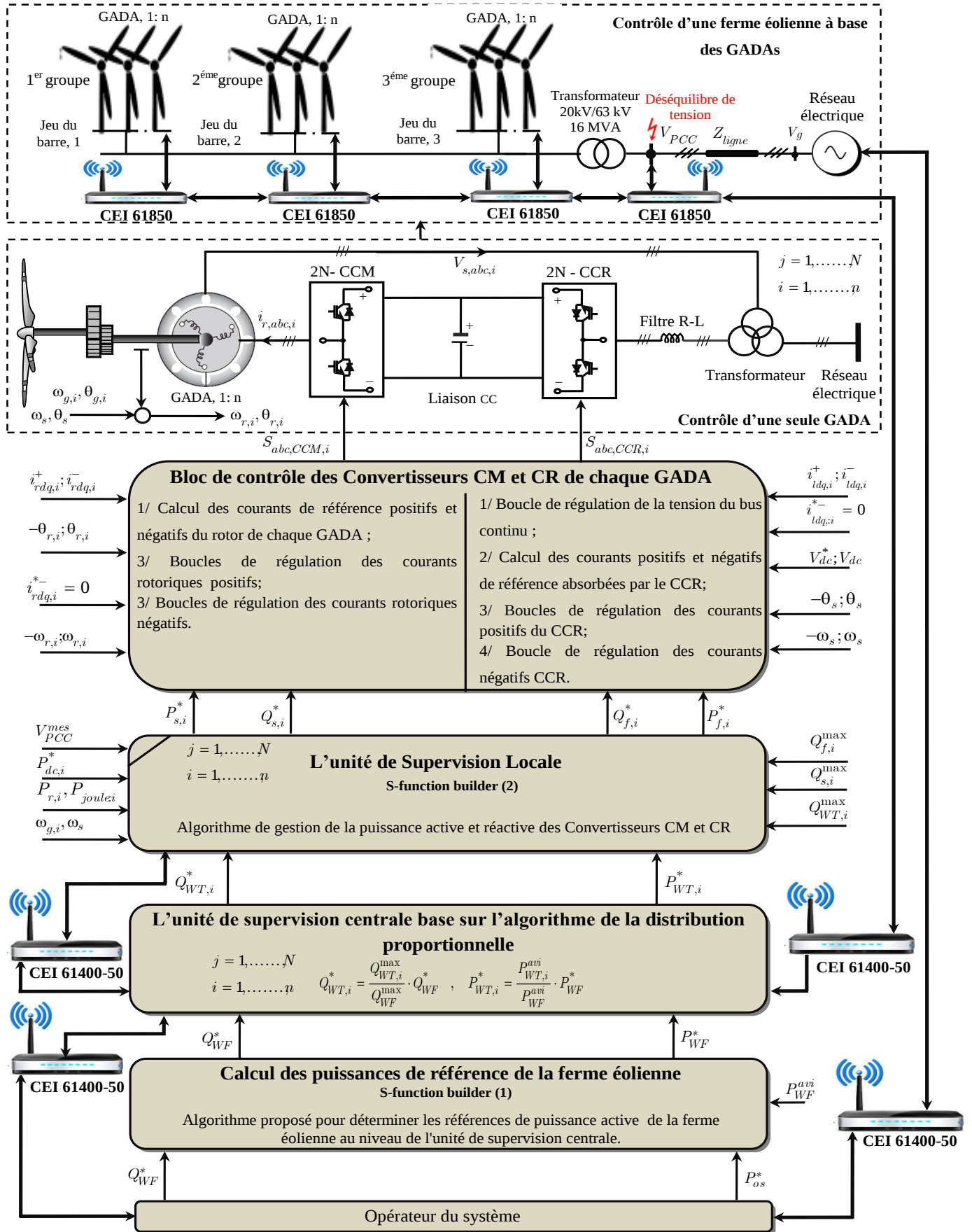


Figure VI. 6 : Schéma bloc de contrôle d'une ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré en utilisant l'algorithme de la distribution proportionnelle.

VI.4. Résultats de simulation

Dans cette partie, nous allons présenter les résultats de simulation du contrôle des puissances active et réactive de la ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré en utilisant l'algorithme de supervision centrale basé sur la distribution proportionnelle. Cet algorithme est utilisé afin de contrôler les puissances de la ferme éolienne et de distribuer les puissances de référence sur les éoliennes. En effet, les puissances de référence de la ferme sont déterminées par l'algorithme illustré dans la Section V.3.1. Ces algorithmes ont été implémentés et simulés à l'aide du logiciel MATLAB/ Simulink, en utilisant l'outil S-Function Builder. Dans cette simulation, deux configurations de commandes seront utilisées, qui sont :

- ✓ Commande à double boucle,
- ✓ Commande à une seule boucle.

Ces configurations seront testées pour le but de montrer le comportement d'une ferme éolienne à base des GADAs connectée au réseau électrique déséquilibré. Les performances des deux configurations de commandes sous un réseau électrique déséquilibré seront évaluées et discutées selon les résultats de simulation. Les paramètres de la ferme éolienne sont donnés en annexe (C) [Gar-15].

VI.4.1. Résultats de simulation de la ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré et interprétations

Pour tester le comportement dynamique du système étudié avec ces commandes, nous avons appliqué un défaut asymétrique dans le réseau électrique de distribution. Les caractéristiques de ce défaut sont les suivantes :

- Profondeur : 30%,
- Instant d'apparition : $t=5.0$ s,
- Durée d'application : 100 ms.

La Figure VI. 7, représente la tension triphasée du réseau électrique déséquilibré.

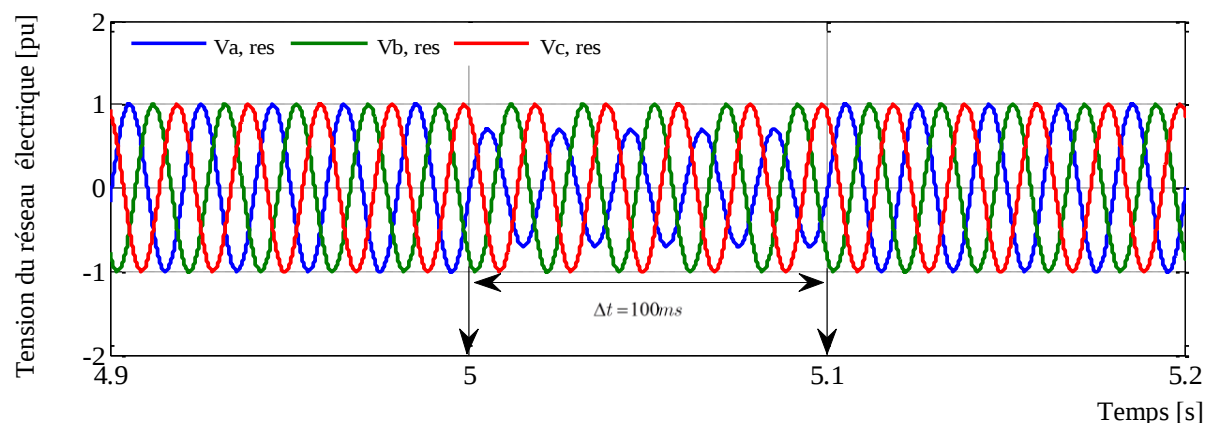


Figure VI. 7 : Tension triphasée du réseau électrique déséquilibré.

La Figure VI. 8, représente les puissances active et réactive modifiées de référence pour la ferme éolienne fournies par l'algorithme proposé au niveau de l'unité de supervision centrale. Ces puissances sont obtenues en utilisant l'algorithme de détermination des puissances de référence pour la ferme éolienne implémenté au niveau de l'unité de supervision centrale.

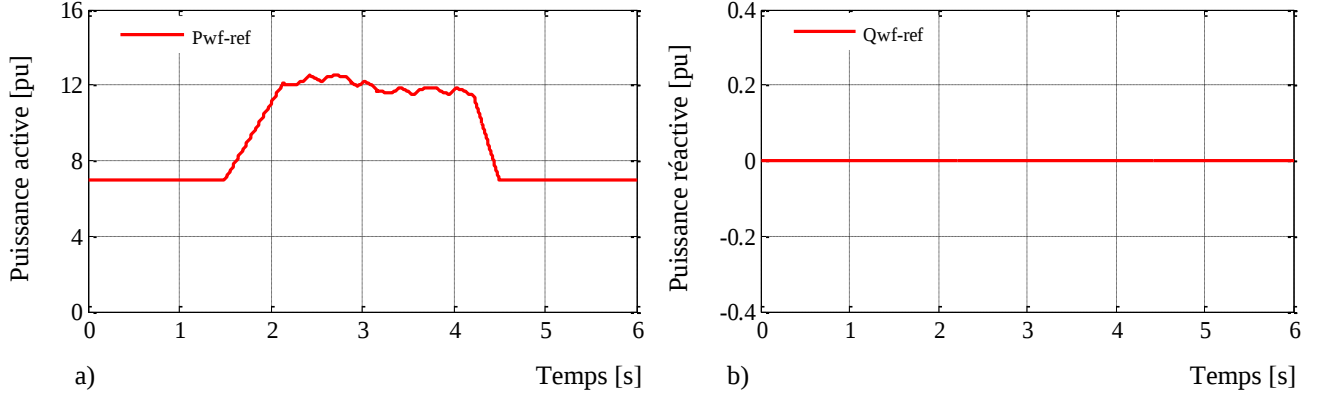


Figure VI. 8 : Profils des puissances active et réactive de référence pour la ferme éolienne.

La Figure VI. 9, représente les puissances active et réactive générées par la ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré.

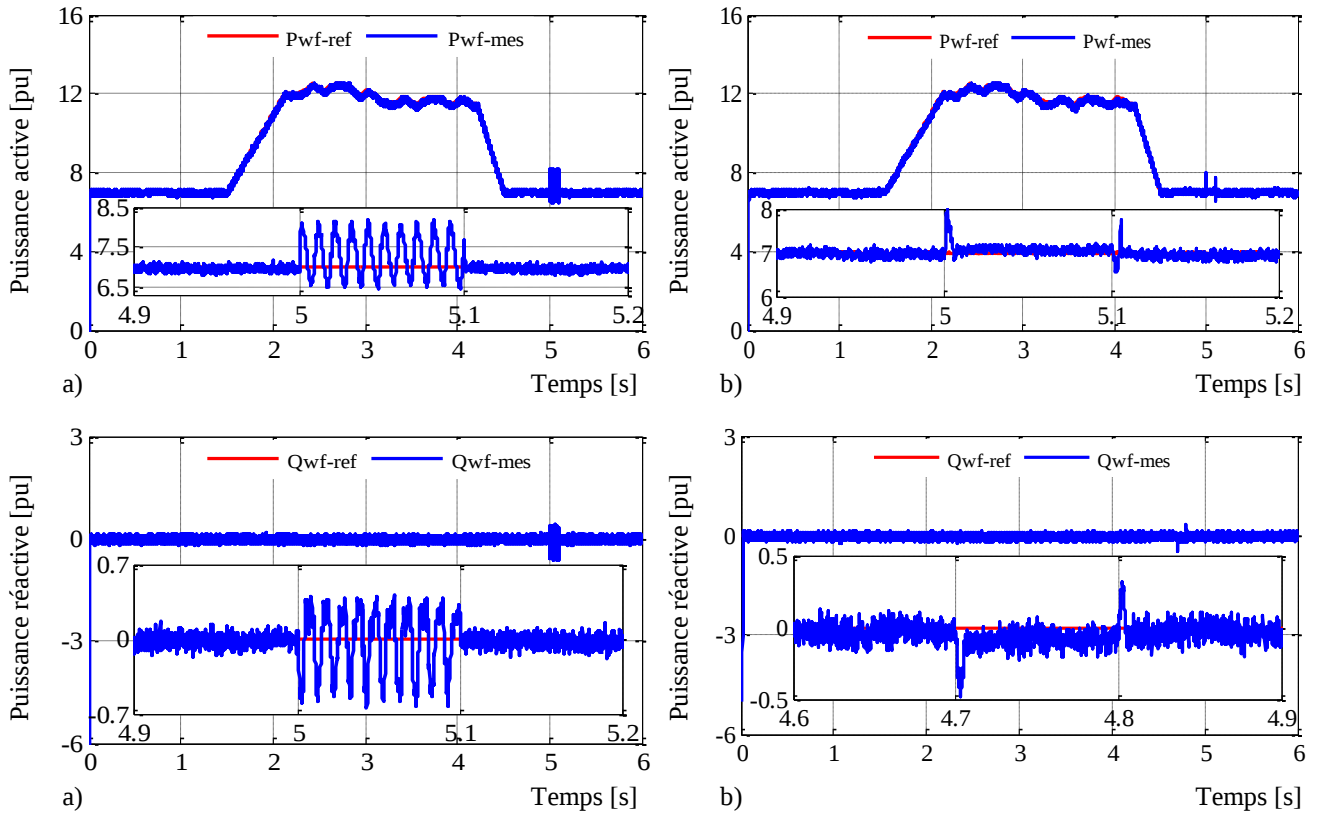


Figure VI. 9 : Puissances actives et réactives de la ferme éolienne :

(a) IBSC à une seule boucle, (b) IBSC à double boucle.

D'après la Figure VI. 9, on constate que les oscillations dans les puissances active et réactive de la ferme éolienne sont apparentes pendant le régime déséquilibré avec contrôleur IBSC à une seule boucle, tandis qu'elles sont atténuées avec le contrôleur IBSC à double boucle. D'après ces résultats, il est clair que le contrôleur IBSC à double boucle est plus robuste que le contrôleur IBSC à une seule boucle pendant le mode de défaut asymétrique du réseau électrique. Ceci est dû probablement au contrôle des courants négatifs qui sont responsables des profils oscillants au niveau des puissances et du couple électromagnétique.

La Figure VI. 10, représente le courant généré par la ferme éolienne lors du fonctionnement déséquilibré du réseau électrique.

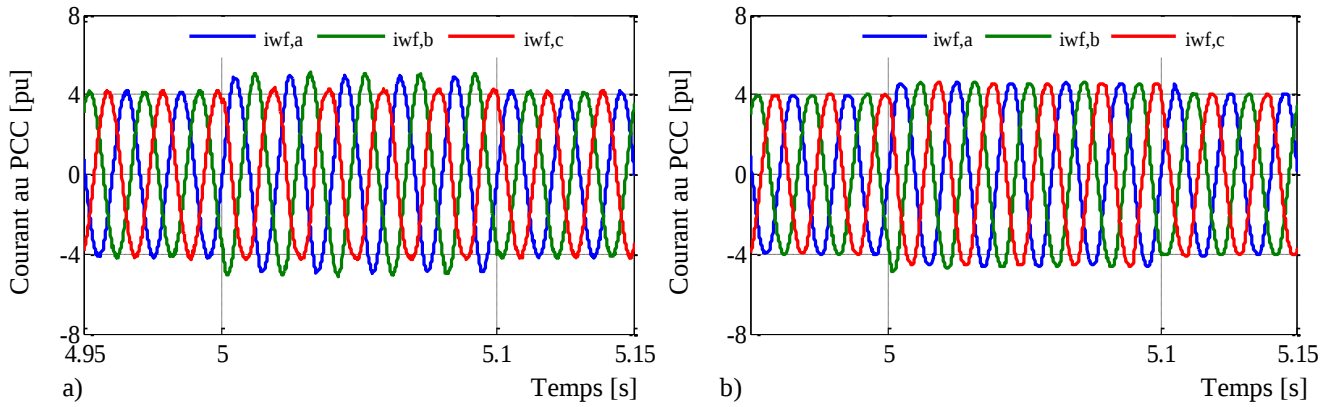


Figure VI. 10 : Courant généré par la ferme éolienne au PCC :
(a) IBSC à une seule boucle, (b) IBSC à double boucle.

La Figure VI. 11, représente l'analyse spectrale du courant de la ferme éolienne durant le défaut asymétrique.

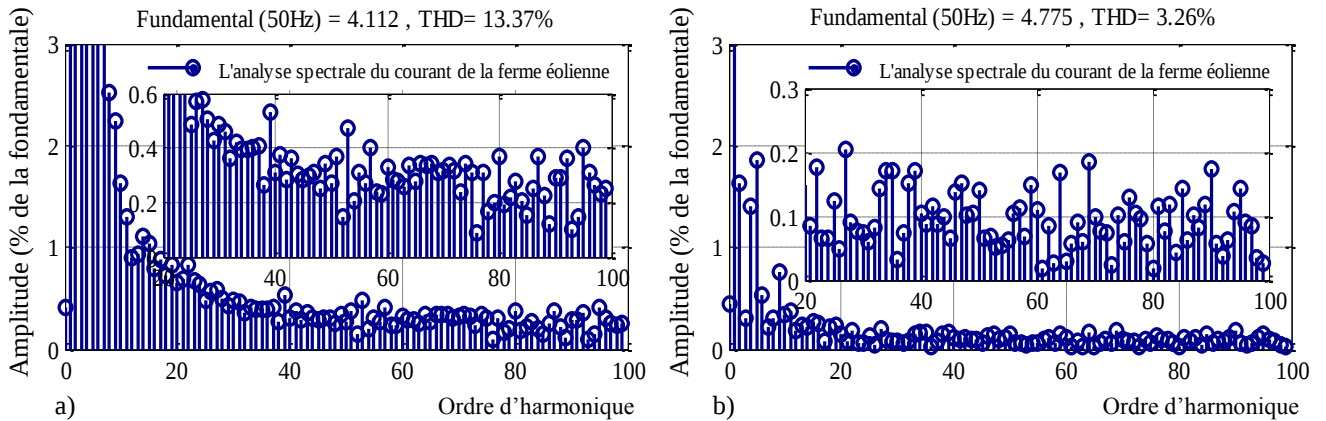


Figure VI. 11 : Spectres d'harmoniques du courant de la ferme éolienne durant le défaut :
(a) IBSC à une seule boucle, (b) IBSC à double boucle.

Dans la Figure VI. 10 (a), on remarque que le courant généré par la ferme éolienne est déséquilibré avec le contrôleur IBSC à une seule boucle. Ce déséquilibre est causé par la présence de la séquence négative superposée sur le signal d'origine, c'est-à-dire que le contrôleur IBSC à une seule boucle ne

peut pas réagir afin de contrôler la composante négative du courant rotorique pour chaque GADA. Sur la Figure VI. 10 (b), on constate qu'avec le contrôleur IBSC à double boucle, le courant généré par la ferme éolienne est sinusoïdale équilibré, ce qui montre que le contrôleur IBSC à double boucle est capable de compenser les perturbations causées par les séquences négatives.

Les résultats obtenus dans la Figure VI. 11 montrent que les harmoniques dans le courant total généré par la ferme éolienne avec le contrôleur IBSC à une seule boucle, où le THD=13.37%, sont nettement atténuées avec le contrôleur IBSC à double boucle, où le THD=03.775%.

D'après l'analyse des résultats obtenus, on peut conclure que la commande à double boucle par le contrôleur IBSC est plus efficace que celle à une seule boucle.

VI.4.2. Résultats de simulation des éoliennes de type GADA connectées au réseau électrique déséquilibré et interprétations

Les puissances active et réactive de référence pour chaque GADA sont déterminées par l'unité de supervision centrale. Pour évaluer le contrôleur non linéaire de type IBSC à double boucle, les résultats sont comparés avec le contrôleur non linéaire de type IBSC à une seule boucle. Pour obtenir des bons résultats, on doit choisir des valeurs pour les gains de réglage par IBSC d'une manière à réaliser la convergence de plusieurs grandeurs en même temps. Pour notre simulation, on a choisi :

Tableau VI. 1 : Paramètres de réglage par IBSC de la commande du CCM.

Boucle de régulation	Paramètres du réglage par IBSC			
Courants positifs (i_{rd}^+, i_{rq}^+)	$K'_{i_{rd}^+}$	$k_{i_{rd}^+}$	$K'_{i_{rq}^+}$	$k_{i_{rq}^+}$
	100	0.2	100	0.2
Courants négatifs (i_{rd}^-, i_{rq}^-)	$K'_{i_{rd}^-}$	$k_{i_{rd}^-}$	$K'_{i_{rq}^-}$	$k_{i_{rq}^-}$
	100	0.2	100	0.2

Les paramètres des gains des régulateurs PI utilisés pour contrôler le CCR sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau VI. 2 : Paramètres du correcteurs PI de la commande du CCR.

Boucle de régulation	Choix de pôles		Paramètres du correcteurs PI	
Courants positives (i_{ld}^+, i_{lq}^+)	ω_0	ξ	K_{p, i_{ldq}^+}	K_{i, i_{ldq}^+}
	170	0.9	6.36	370
Courants négatives (i_{ld}^-, i_{lq}^-)	ω_0	ξ	K_{p, i_{ldq}^-}	K_{i, i_{ldq}^-}
	170	0.9	6.36	370
Tension (v_{dc})	ω_0	ξ	$K_{p, v_{dc}}$	$K_{i, v_{dc}}$
	200	0.707	0.2061	29.3333

La Figure VI. 12, représente les puissances actives et réactives statoriques de la 1^{ère} GADA du premier groupe éolien.

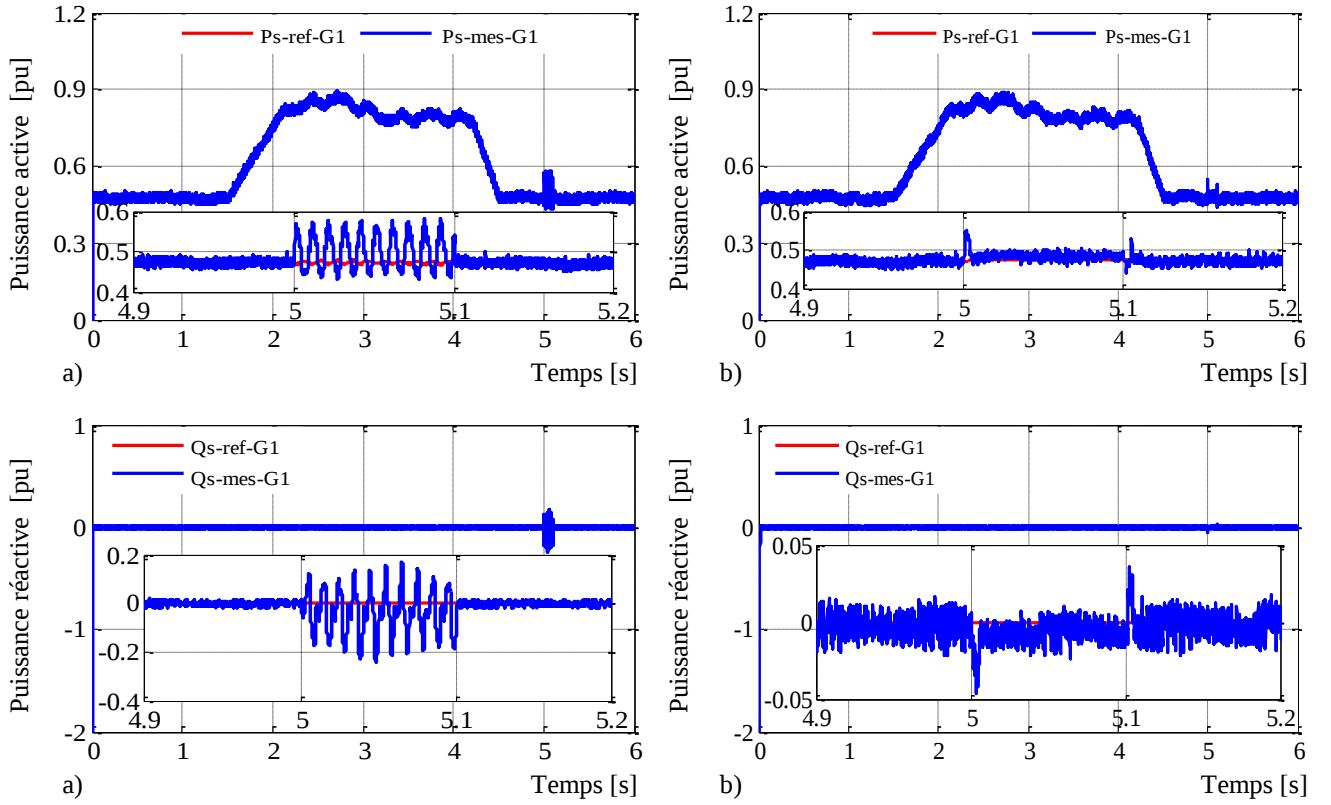
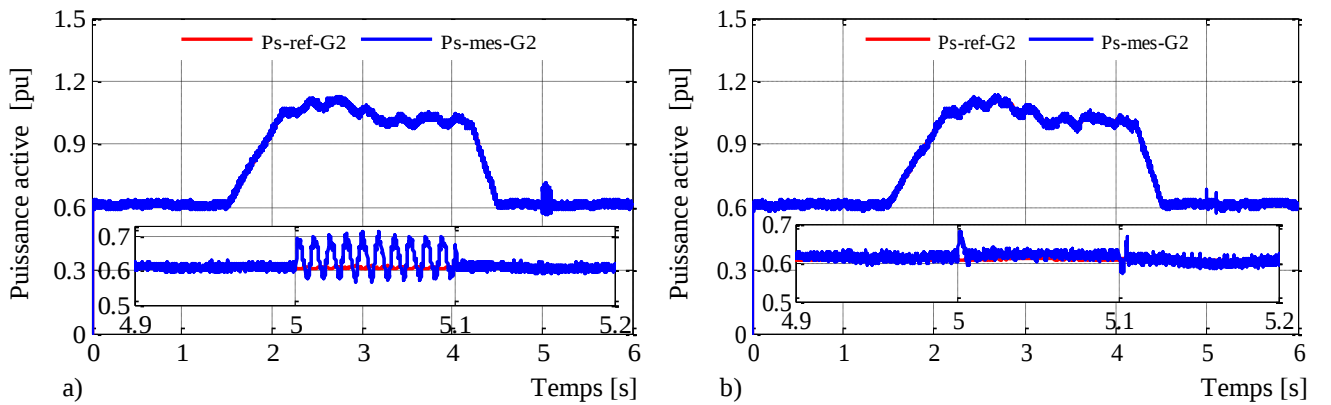


Figure VI. 12 : Puissances actives et réactives du stator de la 1^{ère} GADA du premier groupe éolien :
(a) IBSC à une seule boucle, (b) IBSC à double boucle.

La Figure VI. 13, représente les puissances actives et réactives statoriques de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe éolien.



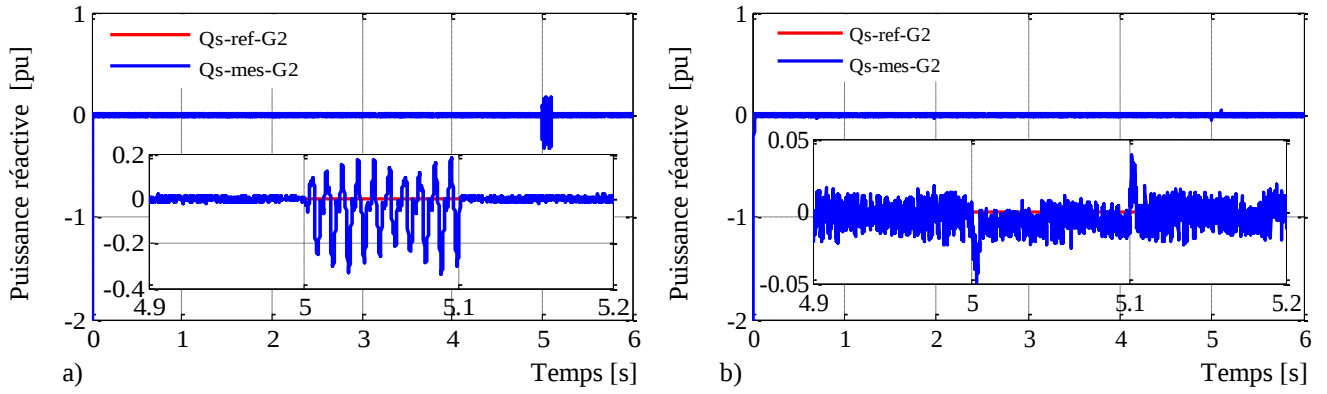


Figure VI. 13 : Puissances réactives du stator de la 1^{ère} GADA du deuxième groupe éolien :

(a) IBSC à une seule boucle, (b) IBSC à double boucle.

La Figure VI. 14, représente les puissances actives et réactives statoriques de la 1^{ère} GADA du troisième groupe éolien.

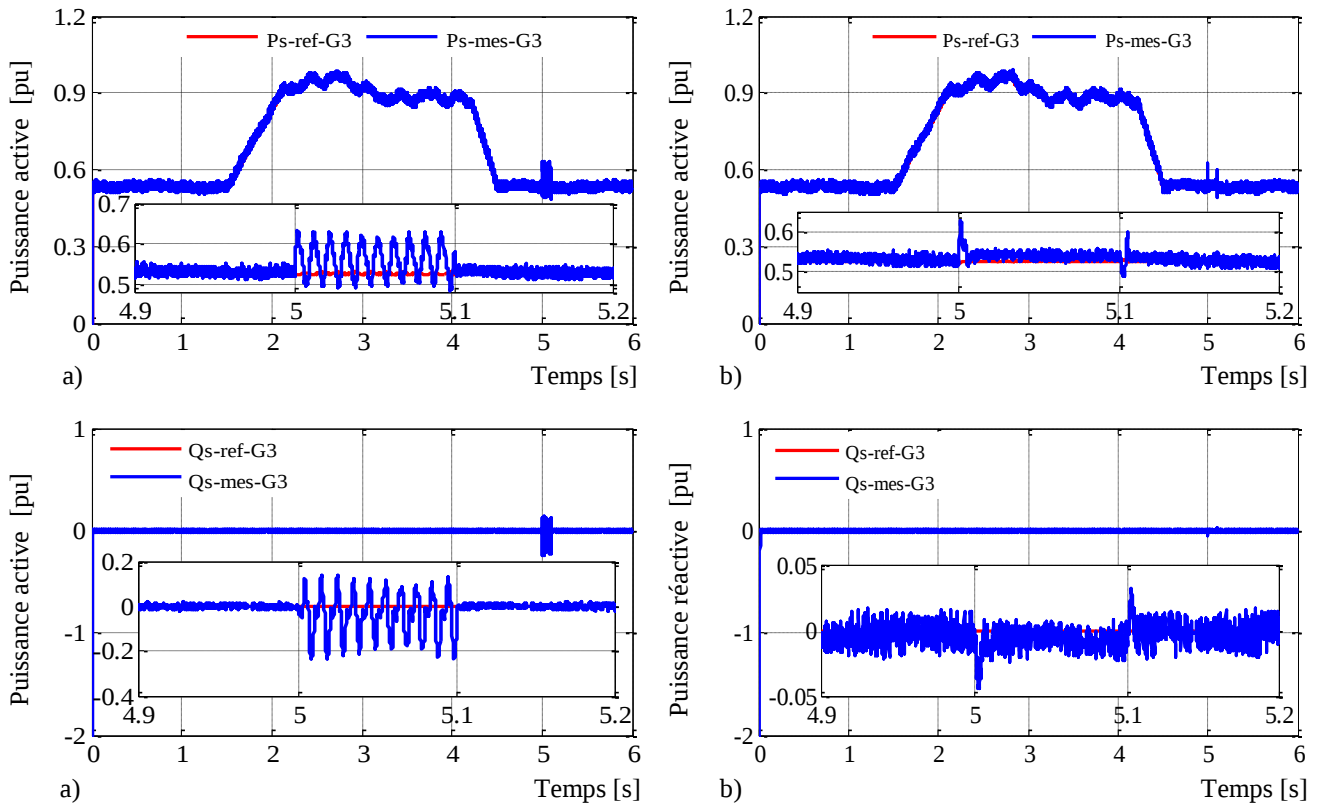


Figure VI. 14 : Puissances actives et réactives du stator de la 1^{ère} GADA du troisième groupe éolien :

(a) IBSC à une seule boucle, (b) IBSC à double boucle.

D'après les Figures VI. 12, VI. 13, et VI. 14, on remarque que les oscillations dans les puissances actives et réactives statoriques avec le contrôleur IBSC à une seule boucle sont importantes en raison de la nature de la seconde harmonique à double fréquence du réseau. En revanche, les oscillations dans les puissances actives et réactives sont réduites en utilisant le contrôleur IBSC à double boucle, qui permet de contrôler les courants rotoriques négatifs introduits par le déséquilibre de la tension du réseau électrique.

La Figure VI. 15, représente les puissances actives et réactives du CCR de la 1^{ère} GADA du premier groupe éolien. D'après l'ensemble des résultats de simulation, nous avons constaté que les puissances actives et réactives des différents CCRs présentent les mêmes profils.

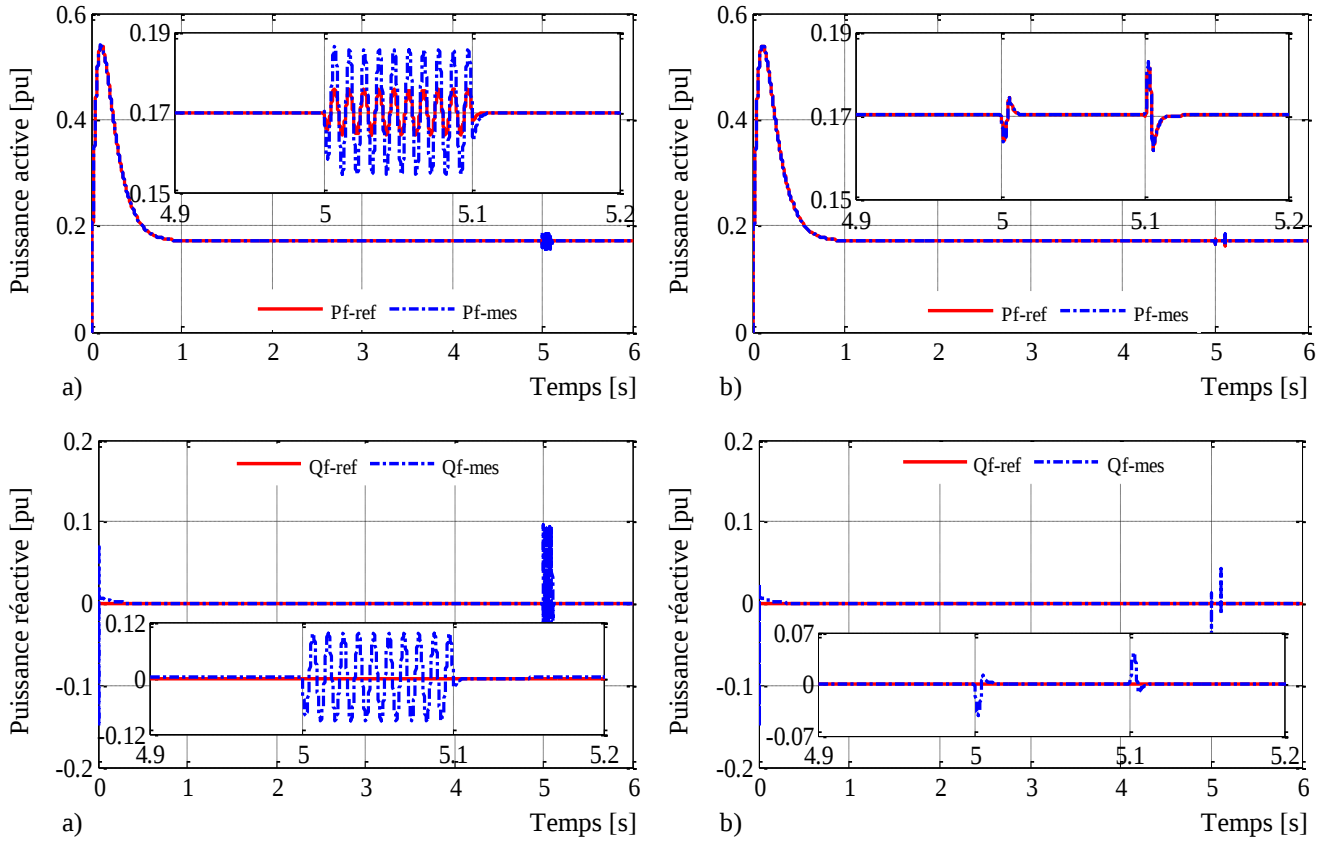


Figure VI. 15 : Puissances actives et réactives des CCRs :

(a) PI à une seule boucle, (b) PI à double boucle.

La Figure VI.16, représente la tension bus continu du CCR de la 1^{ère} GADA du premier groupe éolien. D'après l'ensemble des résultats de simulation, nous avons constaté que les tensions des bus continus des différents CCRs présentent les mêmes profils.

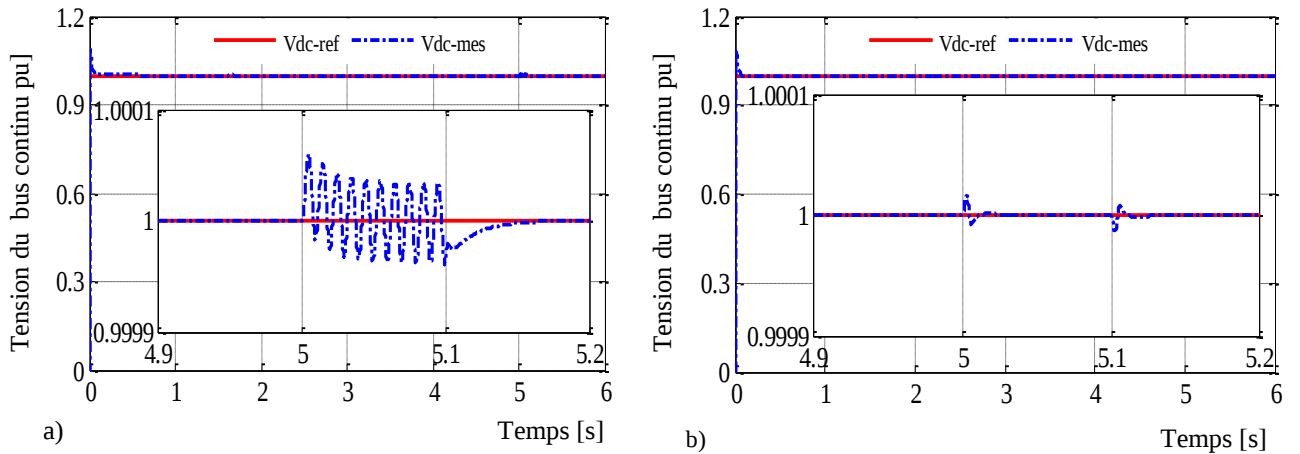


Figure VI. 16 : Tension du bus continu du CCR :

(a) PI une seule boucle, (b) PI à double boucle.

D'après les Figures VI. 15 et VI. 16, on constate que les oscillations dans les puissances du CCR et dans la tension du bus continu avec le contrôleur PI à une seule boucle sont remarquables, tandis qu'elles sont réduites avec le contrôleur PI à double boucle.

VI.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation et le contrôle des puissances active et réactive de la ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré. En premier lieu, nous avons rappelé les différentes techniques de séparation des séquences positive et négative dans le réseau électrique déséquilibré. Puis, nous avons développé le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA connectée au réseau électrique déséquilibré. Ensuite, nous avons présenté les différentes méthodes de détermination des courants rotoriques de référence en séquences positives et négatives.

D'après les résultats de simulation de contrôle des puissances active et réactive de la ferme éolienne, nous avons pu démontrer que:

- La commande à une seule boucle entraîne des oscillations indésirables dans les profils des puissances actives et réactive. Ces oscillations peuvent entraîner des oscillations du couple électromécanique et ainsi endommager sérieusement la boîte de vitesse et augmenter le bruit acoustique. De plus, elle peut entraîner des déséquilibres du courant de la ferme éolienne et des courants des GADAs, ainsi elle peut réduire considérablement la qualité d'énergie électrique. Les courants déséquilibrés créent un échauffement inégal dans les enroulements de la machine. De plus, les distorsions harmoniques totales (THD) des courants sont importantes. D'autre part, la commande à une seule boucle peut endommager les condensateurs et les convertisseurs du circuit intermédiaire.
- La commande à double boucle réduit considérablement les oscillations dans les profils des puissances actives et réactives. De plus, les courants injectés au réseau électrique deviennent pratiquement sinusoïdaux et symétriques. D'autre part, les distorsions harmoniques totales (THD) des courants sont réduites.

En résumé, la commande à double boucle est plus robuste. Elle présente de bonnes performances et permet d'éliminer les oscillations indésirables dans les puissances actives et réactives. De plus, elle peut contribuer à réduire le stress mécanique et électrique du système éolien lorsqu'un défaut asymétrique se produit. Par conséquent, la commande à double boucle permet d'augmenter la durée de vie de la machine et des convertisseurs CM et CR.

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse s'inscrivent dans le cadre du contrôle et de gestion des fermes éoliennes connectées au réseau électrique. Dans notre travail, nous avons étudié une ferme composée de 12 éoliennes à base des Génératrices Asynchrones à Double Alimentations (GADAs), d'une puissance totale de 24 mégawatts. Dans ce thème de recherche, nous avons développé plusieurs algorithmes de contrôle et de gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne pendant les modes de fonctionnements normale et perturbé. Ces algorithmes ont permis aussi l'amélioration et l'accélération de la synchronisation de la ferme éolienne avec le réseau électrique. Les travaux de cette thèse ont été réalisés au sein du laboratoire de génie électrotechnique à l'université de Saida.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté l'état de l'art sur le domaine de conversion de l'énergie éolienne. À travers de ce chapitre, nous avons confirmé que l'intégration des fermes éoliennes aux réseaux électriques est une tâche très difficile, et que l'opération devient plus précise et nécessite plus d'attention. De plus, l'éolienne de type GADA est la machine la plus utilisée dans le système de conversion d'énergie éolienne, en raison de leurs nombreux avantages.

Dans le deuxième chapitre, nous avons proposé trois approches de contrôle, permettant d'optimiser l'extraction de la puissance maximale d'une turbine éolienne à deux masses. Ces approches sont : le contrôle indirect en vitesse, le contrôle par retour du couple aérodynamique et le contrôle direct en vitesse. D'après les résultats obtenus dans ce chapitre, nous avons démontré que le contrôle indirect en vitesse et par retour du couple aérodynamique ont présenté un rendement énergétique très satisfaisant, mais le principal inconvénient de ces deux approches est que la loi de commande est déterminée sur la base de l'hypothèse que l'éolienne fonctionne en régime permanent. De plus, les oscillations du couple aérodynamique et la dépendance au capteur de vitesse peuvent affecter les performances du contrôle. Pour la troisième approche, contrôle direct en vitesse, deux types de contrôleurs ont été examinés ; le contrôleur PI classique et le contrôleur non linéaire de type backstepping avec action intégral (IBSC). Le contrôleur IBSC est très robuste et présente un rendement énergétique excellent. À la différence de ce contrôleur, le contrôle direct en vitesse à base de contrôleur PI classique est le plus médiocre en matière de rendement, d'oscillations et de performances.

Dans le troisième chapitre, nous avons abordé deux modèles de la GADA ; le modèle exact du 5^{ème} ordre et le modèle réduit du 3^{ème} ordre. Après une série de simulations comparatives entre les deux modèles, nous avons confirmé que le modèle du 3^{ème} ordre donne une bonne approximation du modèle du 5^{ème} ordre, où les régimes transitoires et permanents des courants et des couples électromagnétiques sont stables et très similaires.

Au cours de ce chapitre, nous avons abordé les modèles détaillé et équivalents de la ferme éolienne à base des GADAs. A travers une série de simulation et l'analyse de résultats obtenus, on peut conclure que le modèle équivalent basé sur la méthode semi-agrégée par la puissance aérodynamique est très similaire à celui du modèle détaillé, pendant les modes de fonctionnements normale et perturbé. Concernant l'obtention des modèles équivalents, celui basé sur la méthode d'agrégation complète est le modèle le plus simple à développer. Pendant l'exécution des programmes de simulation, nous avons constaté une réduction importante du temps de calcul en utilisant les modèles équivalents d'une ferme éolienne basés sur les méthodes d'agrégation.

Dans le quatrième chapitre, nous avons reconfiguré le modèle du 3^{ème} ordre de la GADA, afin de réaliser la synchronisation de la ferme éolienne avec le réseau électrique. Après une série de simulation et l'analyse des résultats, nous avons montré que le contrôleur non linéaire proposé de type IBSC permet d'avoir un temps de réponse très court et des performances très élevées par rapport au contrôleur PI classique. De plus, le IBSC est un contrôleur plus efficace pour synchroniser rapidement les GADAs avec le réseau électrique que le contrôleur PI, lorsque la vitesse de rotation est très différente de la vitesse de synchronisme (ω_s). Finalement, nous pouvons conclure que ce type de contrôleur permet de réduire les limitations sur les composants électriques et mécaniques de l'éolienne et d'éviter les perturbations du système électrique.

Dans le cinquième chapitre, nous avons présenté le contrôle et la gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne connectée au réseau électrique de distribution. Après l'analyse des résultats de simulation, nous avons pu démontrer que la combinaison des algorithmes proposés au niveau des unités de supervision centrale et locale a permis à la ferme éolienne de rester connectée au réseau électrique en fournissant une puissance réactive optimale qui dépend du niveau de creux de tension. Cette combinaison des algorithmes peut permettre de réduire la taille des dispositifs de compensation, tels que le compensateur statique synchrone (STATCOM), à utiliser pour améliorer la réponse de la ferme éolienne, si nécessaire.

L'algorithme de supervision centrale basé sur le régulateur PI est très simple et très facile à mettre en œuvre, mais peut provoquer la saturation des éoliennes. En revanche, l'algorithme de supervision centrale basé sur la distribution proportionnelle est plus ou moins complexe. Cependant, il a la capacité d'assurer des puissances de référence indépendantes pour chaque éolienne, suivant la capacité maximale de production.

Grâce à l'algorithme proposé au niveau de l'unité de supervision locale, en mode de défaut, le Convertisseur Coté Réseau (CCR) peut contrôler la puissance réactive de la GADA lorsque le courant rotorique atteint la valeur nominale. Par conséquent, cela peut réduire la perte de puissance de l'ensemble du système et augmenter la durée de vie des convertisseurs, en particulier le Convertisseur Coté Machine. De plus, cet algorithme permet au CCR de fonctionner comme un STATCOM en mode « défaut ».

Tous ces algorithmes, proposés dans ce cinquième chapitre, ont été réalisés en utilisant l'outil **S-Function Builder**, afin de pouvoir être utilisés dans des expériences réelles en les implémentant dans des cartes matérielles, car l'outil **S-Function Builder** a le même langage de programmation « C » que les systèmes embarqués, tels que les cartes DSPIC et les microcontrôleurs.

Dans le sixième chapitre, nous avons présenté le contrôle des puissances active et réactive de la ferme éolienne connectée au réseau électrique déséquilibré. D'après l'analyse des résultats de simulation, nous avons pu démontrer que la commande à double boucle est plus robuste par rapport à la commande d'une seule boucle. De plus, cette commande présente de bonnes performances et permet d'éliminer les oscillations indésirables dans le profil des puissances actives et réactives. En outre, les courants générés par la ferme éolienne deviennent pratiquement sinusoïdaux et symétriques. En résumé, il est préférable de contrôler des éoliennes en utilisant la commande à double boucles. Cette commande permet à la ferme éolienne de rester connectée au réseau électrique, lorsqu'un défaut asymétrique survient. De plus, elle fournit une énergie électrique de bonne qualité pendant la durée de défaut que la commande à une seule boucle.

TRAVAUX FUTURS :

Les travaux futurs qui pourraient être poursuivis à partir des résultats et de la recherche effectuée dans ce travail de thèse sont les suivants :

- Développement d'un système de supervision intelligent pour surveiller et isoler les éoliennes à distance en cas de dysfonctionnement ou perte des conditions de synchronisation, en utilisant les systèmes embarqués.
- Application de l'observateur singulièrement perturbé par mode de glissement pour observer la vitesse mécanique et le couple aérodynamique de la turbine éolienne à deux masses.
- Application de l'observateur singulièrement perturbé par mode de glissement pour observer les grandeurs électriques de la GADAs.
- Validation expérimentale des algorithmes de contrôle proposés au niveau des unités de supervision centrale et locale.
- Développement d'un algorithme de contrôle et de gestion des puissances active et réactive de la ferme éolienne mixte, constituée des éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable.
- Application de la commande IBSC-DPC afin d'améliorer le contrôle d'une ferme éolienne à base de GADAs connectée au réseau électrique déséquilibré.
- Développement d'un algorithme qui permet la reconfiguration du système de contrôle et de gestion en cas de défaillance d'une éolienne ou d'un groupe d'éoliennes, afin de redéterminer les puissances active et réactive de référence, d'une manière optimale.

Bibliographie

- [Abd-12] M. A. Abdullah, A. Yatim, C. W. Tan, and R. Saidur, "A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems", *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 16, pp. 3220-3227, 2012.
- [Adb-17] A. Abdelbaset, A.E. Abou-Hashema, A.H. Abozeid, "Grid synchronisation enhancement of a wind driven DFIG using adaptive sliding mode control", *IET Renewable power generation* **11**(5), 688-695 (2017).
- [Ala-15] S. M. Alagab, S. Tennakoon, and C. Gould, "Review of wind farm power collection schemes", in 2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2015, pp. 1-5.
- [Ale-07] I. M. de Alegría, J. Andreu, J. L. Martín, P. Ibanez, J. L. Villate, and H. Camblong, "Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, pp. 1858-1872, 2007.
- [Alm-20] A. O. Almeida, M. A. Tomim, P. M. Almeida, and P. G. Barbosa, "A control strategy for an offshore wind farm with the generating units connected in series with a VSC-HVDC transmission link", *Electric Power Systems Research*, vol. 180, p. 106121, 2020/03/01/ 2020.
- [Alm-21] A. O. Almeida, I. F. Lopes, P. M. Almeida, M. A. Tomim, J. A. Passos Filho, and P. G. Barbosa, "Series-DC connection of Offshore wind generating units - modeling, control and galvanic isolation", *Electric Power Systems Research*, vol. 195, p. 107149, 2021/06/01/ 2021.
- [Ami-10] A. Amir, "Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques", Thèse présentée en vue d'obtenir le grade de docteur à l'école centre de Lille, Soutenu publiquement le 16 décembre 2010.
- [Ang-20] G. Angala Parameswari and H. Habeebullah Sait, "A comprehensive review of fault ride-through capability of wind turbines with grid-connected doubly fed induction generator", *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, p. e12395, 2020.
- [Art-13] L. Arturo Soriano, W. Yu, and J. d. J. Rubio, "Modeling and control of wind turbine", *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2013, 2013.
- [Asl-16] H. J. Asl and J. Yoon, "Power capture optimization of variable-speed wind turbines using an output feedback controller", *Renewable Energy*, vol. 86, pp. 517-525, 2016.
- [Ata-19] **M. Atallah** and B. Kharoub, "Gestion des puissances active et réactive dans une ferme éolienne au vu de son intégration dans le réseau électrique", Mémoire de Master. Université de Saïda-Dr. Tahar Moulay, 2019.
- [Ata-21] **M. Atallah**, A. Mezouar, K. Belgacem, Y. Saidi, and M. Benmahdjoub, "Modeling and Power Control of 5th and 3rd order model for DFIG Applied of Wind Conversion System", *International Journal of Energetica*, Volume 6. Issue 2. 2021.
- [Ata-22.a] **M. Atallah**, A. Mezouar, K. Belgacem, M. A. Benmahdjoub, Y. Saidi, and B. Brahmi, "Power Control and Management of DFIGs Wind Farm Equipped with Aggregation Methods by Using Local Supervision Unit Based on S-Function Builder", *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 33, pp. 912-928, 2022.
- [Ata-22.b] **M. Atallah**, A. Mezouar, K. Belgacem, M. A. Benmahdjoub, Y. Saidi, and B. Brahmi, "Grid Synchronization of Equivalent Wind Farm Equipped with DFIG Model for Transient Stability by Using Nonlinear Integral Backstepping Control", *Arabian Journal for Science and Engineering*, pp. 1-13, 2022.
- [Bah-12] H. J. Bahirat, B. A. Mork, and H. K. Høidalen, "Comparison of wind farm topologies for offshore applications", in 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012, pp. 1-8.
- [Bel-08] B. Beltran, T. Ahmed-Ali, and M. E. H. Benbouzid, "Sliding mode power control of variable-speed wind energy conversion systems", *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 23, pp. 551-558, 2008.
- [Bel-10] B. Beltran, "contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation: du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur", Thèse de Doctorat, Université de Bretagne occidentale-Brest, Soutenu le 2010.
- [Bel-14] Kh. Belgacem, "Optimisation des performances des systèmes énergétiques dans la production d'énergie éolienne à vitesse variable", Thèse de Doctorat, Université Djilali Liabès de Sidi-Bel-Abbès, Soutenu le 2014.

- [Ben-20] O. Benzohra, S. S. Echcharqaouy, F. Fraija, and D. Saifaoui, "Integrating wind energy into the power grid: Impact and solutions", *Materials Today: Proceedings*, vol. 30, pp. 987-992, 2020/01/01/ 2020.
- [Ben-23] M. A. Benmahdjoub, A. Mezouar, M. Ibrahim, L. Boumediene, Y. Saidi, and M. Atallah, "Nonlinear optimal control with effective wind speed estimation for maximum power extraction based on adaptive fuzzy logic controller and extended Kalman Filter", *International Journal of Dynamics and Control*, pp. 1-17, 2023.
- [Bla-72] F. Blaschke, "The principle of field orientation as applied to the new transvector closed-loop control system for rotating field machines", 1972.
- [Bol-09] Boldea, I., & Nasar, S.A. (2009) "The Induction Machines Design Handbook " (2nd ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781315222592>.
- [Bor-05] P. Bornard, M. Pavard et G. Testud, "Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement", *Techniques de l'Ingénieur*. Réf: D4091. Date de publication : 10 août 2005.
- [Bou-06.a] P. Bousseau, F. Fesquet, R. Belhomme, S. Nguefeu, and T. C. Thai, "Solutions for the grid integration of wind farms—A survey", *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, vol. 9, pp. 13-25, 2006.
- [Bou-06.b] B. Boukhezzar, H. Siguerdidjane, and M. M. Hand, "Nonlinear Control of Variable-Speed Wind Turbines for Generator Torque Limiting and Power Optimization", *Journal of Solar Energy Engineering-transactions of The Asme*, vol. 128, pp. 516-530, 2006.
- [Bou-06.c] B. Boukhezzar "Sur les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable", Thèse de Doctorat, Université Paris XI UFR Scientifique D'Orsay, Soutenu le 2006.
- [Bou-07] B. Boukhezzar, L. Lupu, H. Siguerdidjane, and M. Hand, "Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines", *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 1273-1287, 2007.
- [Bou-09] A. Boulahia, "Etude des convertisseurs statistiques destinés à la qualité de l'énergie électrique", Mémoire de Magister en électrotechnique, Université de Frères Mentouri de Constantine, 2009.
- [Bré-14] F. Brédard, "Modélisation et contrôle d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable connectée au réseau et utilisant une machine asynchrone", Thèse de Doctorat, Université du Québec à Rimouski, Soutenu le 2014.
- [Bue-81] I. Buehring and L. Freris, "Control policies for wind-energy conversion systems", in *IEEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, 1981, pp. 253-261.
- [Car-91] Ph. Carrive, "Réseaux de distribution structure et planification", *Techniques de l'Ingénieur*. Réf: D4110. Date de publication : 10 déc. 1991.
- [Car-95] J.-P. Caron and J.-P. Hautier, "Modélisation et commande de la machine asynchrone", Technip, 1995.
- [Cau-04] A. Causebrook and B. Fox, "Modernising grid codes to accommodate diverse generation technologies, especially modern wind farms," *Wind Engineering*, vol. 28, pp. 75-86, 2004.
- [Cho-13] M. Chowdhury, W. Shen, N. Hosseinzadeh, and H. Pota, "A novel aggregated DFIG wind farm model using mechanical torque compensating factor", *Energy conversion and management*, vol. 67, pp. 265-274, 2013.
- [Con-90] C. Condordia, "Voltage stability of power systems: concepts. analytical tools and industry experience", IEEE Technical Report 90YH0358-2-PWR, IEEE/PES, 1990.
- [Dah-14] O. Dahmani, "Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore", grade de Docteur de l'Université de Nantes sous le label de L'Université Nantes Angers Le Mans. Soutenu le 25 novembre 2014.
- [Dah-16] A. Dahbi, N. Nait-Said, and M.-S. Nait-Said, "A novel combined MPPT-pitch angle control for wide range variable speed wind turbine based on neural network", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, pp. 9427-9442, 2016.
- [Dav-09] M. David, "Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires", école centrale de Lille, Soutenu publiquement le 22 avril 2009.
- [Dia-14] F. Díaz-González, M. Hau, A. Sumper, and O. Gomis-Bellmunt, "Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 551-564, 2014.

- [Din-21] Z. Din, J. Zhang, Z. Xu, Y. Zhang, and J. Zhao, "Low voltage and high voltage ride-through technologies for doubly fed induction generator system: Comprehensive review and future trends", *IET Renewable Power Generation*, vol. 15, pp. 614-630, 2021.
- [Du-15] X. Du and H. Yin, "MPPT control strategy of DFIG-based wind turbines using double steps hill climb searching algorithm", in 2015, 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2015, pp. 1910-1914.
- [Eka-03] J. B. Ekanayake, L. Holdsworth, and N. Jenkins, "Comparison of 5th order and 3rd order machine models for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines", *Electric Power Systems Research*, vol. 67, pp. 207-215, 2003.
- [Elt-04] E. Eltra, "Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV". Regulation document TF 3.2.5, 2004. Available on-line: <http://www.eltra.dk/>
- [Ely-18] K. Elyalaoui, M. Ouassaid, and M. Cherkaoui, "Primary frequency control using hierarchical fuzzy logic for a wind farm based on SCIG connected to electrical network", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 16, pp. 188-195, 2018.
- [Fer-06] L. M. Fernández, J. R. Saenz, and F. Jurado, "Dynamic models of wind farms with fixed speed wind turbines", *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 1203-1230, 2006/07/01/ 2006.
- [Fer-08] L. M. Fernández, F. Jurado, and J. R. Saenz, "Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines", *Renewable energy*, vol. 33, pp. 129-140, 2008.
- [Fer-09] L. M. Fernandez, C. Garcia, J. Saenz, and F. Jurado, "Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbines and equivalent winds", *Energy conversion and management*, vol. 50, pp. 691-704, 2009.
- [Fer-10] R. D. Fernandez, P. E. Battaiot, R. J. Mantz, "Wind Farm Control Based on Passivity", *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pp. 1000-1005, 2010.
- [For-08] J. Fortmann, M. Wilch, F. W. Koch, I. Erlich, "A Novel Centralised Wind Farm Controller Utilising Voltage Control Capability Of Wind Turbines", 16th PSCC, Glasgow, Scotland, July 14-18, 2008
- [Gai-17] A. Gaidi, H. Lehouche, S. Belkacemi, S. Tahraoui, M. Loucif, and O. Guenounou, "Adaptive backstepping control of wind turbine two mass model", in 2017 6th International Conference on Systems and Control (ICSC), 2017, pp. 168-172.
- [Gar-15] C. A. García, L. M. Fernández, and F. Jurado, "Evaluating reduced models of aggregated different doubly fed induction generator wind turbines for transient stabilities studies", *Wind Energy*, vol. 18, pp. 133-152, 2015.
- [Ghe-09] T. Ghennam, B. Francois, E.M. Berkouk, "Local supervisory algorithm for reactive power dispatching of a wind farm", 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2009), Barcelona, Spain, 5-8 September 2009.
- [Ghe-11] T. Ghennam, "Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation", Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, Soutenu le 2011.
- [Ghe-15] T. Ghennam, K. Aliouane, F. Akel, B. Francois, and E. M. Berkouk, "Advanced control system of DFIG based wind generators for reactive power production and integration in a wind farm dispatching," *Energy Conversion and Management*, vol. 105, pp. 240-250, 2015/11/15/ 2015.
- [Gho-94] A. Ghorashi, S. Murthy, B. Singh, and B. Singh, "Analysis of wind driven grid connected induction generators under unbalanced grid conditions", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 9, pp. 217-223, 1994.
- [Gom-02] S. Gomez and J. Amenedo, "Grid synchronisation of doubly fed induction generators using direct torque control," in *IEEE 2002 28th Annual Conference of the Industrial Electronics Society. IECON 02*, 2002, pp. 3338-3343.
- [Hol-12] N. Holtsmark, H. J. Bahirat, M. Molinas, B. A. Mork, and H. K. Hoidalén, "An all-DC offshore wind farm with series-connected turbines: An alternative to the classical parallel AC model", *IEEE Transactions on industrial Electronics*, vol. 60, pp. 2420-2428, 2012.
- [Hos-10] M. J. Hossain, H. R. Pota, V. A. Ugrinovskii, and R. A. Ramos, "Simultaneous STATCOM and pitch angle control for improved LVRT capability of fixed-speed wind turbines", *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 1, pp. 142-151, 2010.

- [Hu-06] J.b. Hu, Y.k. He, "Dynamic modelling and robust current control of wind-turbine driven DFIG during external AC voltage dip". Journal of Zhejiang University-Science A vol. 7, pp. :1757-1764 (2006).
- [Hua-19] S. Huang, Q. Wu, Y. Guo, and Z. Lin, "Bi-level decentralized active and reactive power control for large-scale wind farm cluster," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 111, pp. 201-215, 2019.
- [Hua-20] S. Huang , P.Li, Q. Wu, , F. Li, and F. Rong, "ADMM-based distributed optimal reactive power control for loss minimization of DFIG-based wind farms". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 118, 105827 (2020).
- [IEC-00] IEC61850 "Communication networks and systems in substations" 2000.
- [Jen-15] D. Jena and S. Rajendran, "A review of estimation of effective wind speed based control of wind turbines", Renewable and sustainable energy reviews, vol. 43, pp. 1046-1062, 2015/03/01/ 2015.
- [Jon-05] J. M. Jonkman and M. L. Buhl, "Fast user's guide-updated august 2005", National Renewable Energy Lab. NREL, Golden, CO (United States), 2005.
- [Jun-13] S. Jung and S.-D. Kwon, "Weighted error functions in artificial neural networks for improved wind energy potential estimation", Applied Energy, vol. 111, pp. 778-790, 2013.
- [Ker-17] K. D. E. Kerrouche, "Application des FACTS pour améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien raccordé au réseau électrique", Thèse de Doctorat, Université Dr. Moulay Tahar de Saïda, Soutenu le 2017.
- [Kim-19] J. C. Kim, and S. Kwak, "Direct power control method with minimum reactive power reference for three-phase AC-to-DC matrix rectifiers using space vector modulation". IEEE Access, 7, 67515-67525, 2019.
- [Kra-79] P. C. Krause, F. Nozari, T. Skvarenina, and D. Olive, "The theory of neglecting stator transients". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 98(1), 141–148 (1979).
- [Kum-11] N. S. Kumar and J. Gokulakrishnan, "Impact of FACTS controllers on the stability of power systems connected with doubly fed induction generators". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 33, pp. 1172-1184, 2011.
- [Kun-94] P. Kundur "Power systems stability and control" livre, 1994 by McGraw-Hill, Inc. New York.
- [Lab-06] F. Labrique, G. Segulier and R. Busiere, " Les convertisseurs de l'électronique de puissance: La conversion continu-alternatif". Technique et Documentation Lavoisier, 3^{ème} éditions, Vol.1, Paris, France, 2006.
- [Lav-05] N. Laveud, "Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ". Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Soutenu le 09 décembre 2005.
- [Led-05] P. Ledesma and J. Usaola, "Doubly fed induction generator model for transient stability analysis". IEEE Transactions on energy conversion, vol. 20, pp. 388-397, 2005.
- [Li-08] H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons". IET Renewable Power Generation, vol. 2, pp. 123-138, 2008.
- [Li-12] H. Li, C. Yang, B. Zhao, H. Wang, and Z. Chen, "Aggregated models and transient performances of a mixed wind farm with different wind turbine generator systems". Electric Power Systems Research, vol. 92, pp. 1-10, 2012.
- [Li-21] G. Li and H. Ye, "Hierarchical nonlinear model predictive control for frequency support of wind farm". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 129, p. 106820, 2021.
- [Lie-00] W. Leithead and B. Connor, "Control of variable speed wind turbines: Design task". International journal of control, vol. 73, pp. 1189-1212, 2000.
- [Lin-12] M. Lina, "Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : approches techniques et économiques". Thèse de doctorat de l'université de Grenoble, soutenue publiquement le 24 Octobre 2012.
- [Lin-19] X. Lin, Q. Guo, H. Guo, L. Huang, Q. Chen, and S. Li, "Simulation modeling and ac system fault control strategy for the multi-terminal hybrid HVDC system based on RTDS". In 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), 2019, pp. 337-341.
- [Liu-19] M. Liu, W. Pan, Y. Zhang, K. Zhao, S. Zhang, and T. Liu, "A dynamic equivalent model for DFIG-based wind farms". IEEE Access, vol. 7, pp. 74931-74940, 2019.

- [Lun-07] T. Lund, P. Sørensen, and J. Eek, "Reactive power capability of a wind turbine with doubly fed induction generator". *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, vol. 10, pp. 379-394, 2007.
- [Mad-13] A. Madariaga, J. L. Martín, I. Zamora, I. Martínez de Alegría, and S. Ceballos, "Technological trends in electric topologies for offshore wind power plants". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 24, pp. 32-44, 2013/08/01/ 2013.
- [Man-05] A. Manjock, "Design codes fast and adams for load calculations of onshore wind turbines". National Renewable Energy Laboratory (NREL): Golden, Colorado, USA, 2005.
- [Mar-11] J. Martínez, P. C. Kjær, P. Rodriguez, and R. Teodorescu, "Comparison of two voltage control strategies for a wind power plant". In *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2011, pp. 1-9.
- [Meg-17] H. Megharbi et S. Hamri, "Etude et modélisation des convertisseurs statiques destinés à améliorer la qualité de l'énergie électrique". Soutenu le 19/06/2016.
- [Men-21] Y. Meng, S. Yan, K. Wu, L. Ning, X. Li, X. Wang, and X. Wang, "Comparative economic analysis of low frequency AC transmission system for the integration of large offshore wind farms", *Renewable Energy*, vol. 179, pp. 1955-1968, 2021.
- [Mer-15] M. Mercado-Vargas, D. Gomez-Lorente, O. Rabaza, and E. Alameda-Hernandez, "Aggregated models of permanent magnet synchronous generators wind farms", *Renewable Energy*, vol. 83, pp. 1287-1298, 2015.
- [Mez-06] A. Mezouar, "Décomposition et réduction de modèles des procédés électromécaniques : application à la commande des machines asynchrones". Thèse de Doctorat, Université Djilali Liabès de Sidi-Bel-Abbès, Soutenu le 2006.
- [Mih-04] L. Mihet-Popa, F. Blaabjerg, and I. Boldea, "Wind turbine generator modeling and simulation where rotational speed is the controlled variable", *IEEE Transactions on Industry applications*, vol. 40, pp. 3-10, 2004.
- [Mir-21] A. Mirzakhani, R. Ghandehari, and S. A. Davari, "Performance improvement of DPC in DFIGs during unbalanced grid voltage based on extended power theory". *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 12, pp. 1775-1786, 2021.
- [Moh-08] S. W. Mohod and M. V. Aware, "Power quality issues & it's mitigation technique in wind energy generation". In *2008, 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2008, pp. 1-6.
- [Moh-12] M. Mohseni and S. M. Islam, "Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 3876-3890, 2012.
- [Moh-14] J. Mohammadi, S. Vaez-Zadeh, S. Afsharnia, and E. Daryabeigi, "A combined vector and direct power control for DFIG-based wind turbines". *IEEE Transactions on sustainable energy* 5(3), 767-775 (2014).
- [Moh-16] J. Mohammadi, S. Afsharnia, et al. "Improved fault ride through strategy for doubly fed induction generator based wind turbines under both symmetrical and asymmetrical grid fault". *IET renewable power generation* 10(8): 1114-1122 (2016).
- [Mok-13] S. Mokrane, "Modélisation et commande d'un aérogénérateur a machine asynchrone double alimentation en vue de simulation des problèmes de cogénération". Université du Québec en Abitibi Témiscamingue, Août 2013.
- [Mul-99] E. Muljadi, D. Yildirim, T. Batan, and C. Butterfield, "Understanding the unbalanced-voltage problem in wind turbine generation". In *Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Forth IAS Annual Meeting (Cat. No. 99CH36370)*, 1999, pp. 1359-1365.
- [Mun-08] I. Munteanu, A. I. Bratcu, N.-A. Cutululis, and E. Ceanga, "Optimal control of wind energy systems: towards a global approach", Springer Science & Business Media, 2008.
- [Muy-05] S. M. Mueen, M. H. Ali, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, Y. Tomaki, A. Sakahara, and E. Sasano, "Transient Stability Analysis of Wind Generator System with the Consideration of Multi-Mass Shaft Model". In *2005, International Conference on Power Electronics and Drives Systems*, 2005, pp. 511-516.

- [Muy-06] S. Mueen, M. H. Ali, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, Y. Tomaki, A. Sakahara, and E. Sasano, "Transient stability analysis of grid connected wind turbine generator system considering multi-mass shaft modeling". Electric Power Components and Systems, vol. 34, pp. 1121-1138, 2006.
- [Muy-07] S. Mueen, M. H. Ali, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, Y. Tomaki, A. Sakahara, and E. Sasano, "Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train models". IET Renewable power generation, vol. 1, pp. 131-141, 2007.
- [Muy-08] S. Mueen, J. Tamura, and T. Murata, "Stability augmentation of a grid-connected wind farm". Springer Science & Business Media, 2008.
- [Nam-21] A. Nami, J. L. Rodriguez-Amenedo, S. Arnaltes, M. Á. Cardiel-Álvarez, and R. A. Baraciarte, "Control of the parallel operation of DR-HVDC and VSC-HVDC for offshore wind power transmission", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 37, pp. 1682-1691, 2021.
- [Ngu-16] N. T. Nguyen, D. D. Le, G. G. Moshi, C. Bovo, and A. Berizzi, "Sensitivity analysis on locations of energy storage in power systems with wind integration", IEEE Transactions on industry applications, vol. 52, pp. 5185-5193, 2016.
- [Nik-10] T. Niknam, B.B. Firouzi, A. Ostadi "A new fuzzy adaptive particle swarm optimization for daily Volt/Var control in distribution networks considering distributed generators". Applied Energy, vol. 87, no. 06, pp. 1919-1928, June 2010.
- [Not-94] F. Notelet and G. Segulier, "électrotechnique industrielle" ed: Lavoisier tec&doc, 1994.
- [Nun-03] M. Nunes, U. Bezerra, and H. Zurn, "Transient stability margin of variable versus fixed speed wind systems in electrical grids". In 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, 2003, p. 7 pp. Vol. 3.
- [Ofu-08] G. Ofualagba and E. Ubeku, "Wind energy conversion system- wind turbine modeling". IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-8, 2008.
- [Ost-16] L. Osterlund, Under the hood "An overview of the common information model data exchanges ". IEEE power & energy Mag 1 (2016) 68–82.
- [Pal-03] M. Palsson, T. Toftevaag, K. Uhlen, and J. O. G. Tande, "Control concepts to enable increased wind power penetration", in 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No. 03CH37491), 2003, pp. 1984-1990.
- [Pau-13] M. Paul, "Etude d'intégration de sources d'énergies renouvelable à un réseau électrique autonome". Université du Québec Trois-Rivières, Soutenue le Novembre 2013.
- [Pen-09] R. Pena, R. Cardenas, E. Escobar, J. Clare, and P. Wheeler, "Control strategy for a doubly-fed induction generator feeding an unbalanced grid or stand-alone load". Electric Power Systems Research, vol. 79, pp. 355-364, 2009.
- [Pen-96] R. Pena, J. Clare, and G. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation". IEE Proceedings-Electric power applications, vol. 143, pp. 231-241, 1996.
- [Per-14] R. Perveen, N. Kishor, and S. R. Mohanty, "Off-shore wind farm development: Present status and challenges". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 29, pp. 780-792, 2014.
- [Poi-03] F. Poitiers, "Etude et commande de génératrices asynchrones pour L'utilisation de l'énergie éolienne : Machine asynchrone à cage autonome, Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau". Thèse de Doctorat, Université de Nantes, Nantes, France, Soutenu le 2003.
- [Pol-13] H. Polinder, J. A. Ferreira, B. B. Jensen, A. B. Abrahamsen, K. Atallah, and R. A. McMahon, "Trends in wind turbine generator systems". IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics, vol. 1, pp. 174-185, 2013.
- [Pul-10] H. A. Pulgar, "Wind farm model for power system stability analysis", Thèse de Doctorat, University of Illinois at Urbana-Champaign, 2010.
- [Pul-09] H. A. Pulgar-Painemal and P. W. Sauer, "Dynamic modeling of wind power generation". In 41st North American Power Symposium, 2009, pp. 1-6.
- [Pur-11] A. Purvins, A. Zubaryeva, M. Llorente, E. Tzimas, and A. Mercier, "Challenges and options for a large wind power uptake by the European electricity system", Applied Energy, vol. 88, pp. 1461-1469, 2011.
- [Qua-13] M. H. Quang, "Optimisation de la production de l'électricité renouvelable pour site isolé". Thèse de doctorat, University of Reims Champagne-Ardenne France, 2013.

- [Rah-14] M. Rahimi, and M. Parniani, "Low voltage ride-through capability improvement of DFIG-based wind turbines under unbalanced voltage dips". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 60: 82-95 (2014).
- [Raj-15] S. Rajendran and D. Jena, "Backstepping sliding mode control of a variable speed wind turbine for power optimization", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 3, pp. 402-410, 2015.
- [Ran-22] M. A. Rani, M. Chakkarapani, C. Nagamani, and G. S. Ilango, "An Improved Angular Stator Flux Frequency Computation Method for Robust MPPT Operation of DFIG under Unbalanced Grid Voltage". *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2022.
- [Ree-13] G. F. Reed, H. A. Al Hassan, M. J. Korytowski, P. T. Lewis, and B. M. Grainger, "Comparison of HVAC and HVDC solutions for offshore wind farms with a procedure for system economic evaluation". *IEEE Energytech*, 2013, pp. 1-7.
- [Rob-06] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel and J. Deuse, "Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie". Journées du Club EEA « Ouverture des marchés de l'électricité », 15 et 16 mars 2006, Supélec, Gif-sur-Yvette.
- [Rod-02] J. Rodriguez, J. S. Lai, and F. Z. Peng, "Multilevel inverters: A survey of topologies, controls, and applications". *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, vol. 49, no. 4, pp. 724-738, August 2002.
- [Rod-08] J. L. Rodríguez-Amenedo, S. Arnaltes, M.A. Rodríguez, "Operation and coordinated control of fixed and variable speed wind farms". *Renewable Energy*, vol.33, no. 03, pp. 406-414 March 2008.
- [Sad-17] R. Sadeghi, S. M. Madani, and M. Ataei, "A new smooth synchronization of brushless doubly-fed induction generator by applying a proposed machine model", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, pp. 371-380, 2017.
- [Sai-20.a] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud, B. Brahmi, K. D. E. Kerrouche, and M. A. Benmahdjoub, "Adaptive maximum power control based on optimum torque method for wind turbine by using fuzzy-logic adaption mechanisms during partial load operation". *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 64, pp. 170-178, 2020.
- [Sai-20.b] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud, K. D. E. Kerrouche, B. Brahmi, and M. A. Benmahdjoub, "Advanced non-linear backstepping control design for variable speed wind turbine power maximization based on tip-speed-ratio approach during partial load operation". *International Journal of Dynamics and Control*, vol. 8, pp. 615-628, 2020.
- [Sai-21.a] Y. Saidi, "Modélisation, contrôle et gestion d'un système éolien à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents". Thèse de Doctorat, Université Dr. Moulay Tahar de Saïda, Soutenu le 2021.
- [Sai-21.b] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud, M. A. Benmahdjoub, B. Brahmi, **A. Meddah**, and B. Khalfallah, "Adaptive Control of Wind Turbine Generators for Power Capture Optimization by Using Integral Backstepping Approach During Partial-Load Operation". *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 32, pp. 1041-1052, 2021.
- [San-08] D. Santos-Martin, S. Arnaltes, and J. R. Amenedo, "Reactive power capability of doubly fed asynchronous generators". *Electric power systems research*, vol. 78, pp. 1837-1840, 2008.
- [Saq-15] M. A. Saqib and A. Z. Saleem, "Power-quality issues and the need for reactive-power compensation in the grid integration of wind power". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 51-64, 2015.
- [Sem-06] S. Seman, J. Niiranen, S. Kanerva, A. Arkkio, and J. Saitz, "Performance study of a doubly fed wind-power induction generator under network disturbances". *IEEE Transactions on Energy conversion*, vol. 21, pp. 883-890, 2006.
- [Sha-06] A. Shafiu, O. Anaya-Lara, G. Bathurst, and N. Jenkins, "Aggregated wind turbine models for power system dynamic studies". *Wind engineering*, vol. 30, pp. 171-185, 2006.
- [Sha-12] L. Shang and J. Hu, "Sliding-mode-based direct power control of grid-connected wind-turbine-driven doubly fed induction generators under unbalanced grid voltage conditions". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 27, pp. 362-373, 2012.
- [Shi-07] L. Shi, Z. Xu, J. Hao, and Y. Ni, "Modelling analysis of transient stability simulation with high penetration of grid-connected wind farms of DFIG type". *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, vol. 10, pp. 303-320, 2007.

- [Shi-16] G. Shi ; X. Cai ; C. Sun ; Y. Chang ; R. Yang , " *All-DC offshore wind farm with parallel connection: an overview*". In 2016 IET international conference on AC and DC power transmission. May 28–29, 2016, Beijing, China (pp. 1–6).
- [Sou-16] A. Souvent, A. Kodek, A. Suljanović, " *CIM-based integration in smart grids: slovenian use cases*". In: 18th International Symposium infoteh-jahorina, 2019.
- [Ste-05] S. Sterpu, " *Contrôle de performances de producteurs indépendants pour une meilleure sécurité des réseaux électriques*". Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Soutenu le 2005.
- [Sti-08] M. Stiebler, " *Wind energy systems for electric power generation*". Springer Science & Business Media, 2008.
- [Sug-11] M. Sugirtha and P. Latha, " *Analysis of power quality problems in grid connected wind power plant*". In 2011 International Conference on Recent Advancements in Electrical, Electronics and Control Engineering, 2011, pp. 19-24.
- [Sun-19] K. Sun, W. Yao, J. Fang, X. Ai, J. Wen, and S. Cheng, " *Impedance modeling and stability analysis of grid-connected DFIG-based wind farm with a VSC-HVDC*". IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 8, pp. 1375-1390, 2019.
- [Sus-13] A. Susperregui, M. Martinez, G. Tapia, I. Vechiu, " *Second-order sliding-mode controller design and tuning for grid synchronisation and power control of a wind turbine-driven doubly fed induction generator*". IET Renewable power generation 7(5), 540-551 (2013).
- [Syl-13] A.M. Sylla, " *Modélisation d'un émulateur éolien à base de machine asynchrone à double alimentation*". Thèse de doctorat, université du Québec à trois- rivières. Date de la soutenance 2013.
- [Tan-03] J. O. G. Tande, " *Grid integration of wind farms*". Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology, vol. 6, pp. 281-295, 2003.
- [Tap-06] G. Tapia, A. Tapia, J. X. Ostolaza, " *Two Alternative Modeling Approaches for the Evaluation of Wind Farm Active and Reactive Power Performances*", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 04, pp. 909-920, 2006.
- [Tap-07] G. Tapia, A. Tapia, and J. X. Ostolaza, " *Proportional–integral regulator-based approach to wind farm reactive power management for secondary voltage control*". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, pp. 488-498, 2007.
- [Tap-09] G. Tapia, G. Santamaria, M. Telleria, and A. Susperregui, " *Methodology for smooth connection of doubly fed induction generators to the grid*". IEEE transactions on energy conversion, vol. 24, pp. 959-971, 2009.
- [Thi-00] T. Thiringer, " *Integration of large sea-based wind parks-how much power electronic devices are needed in order to avoid power quality problems on the grid?*". In 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No. 00CH37134), 2000, pp. 1277-1279.
- [Tre-11] E. Tremblay, S. Atayde, and A. Chandra, " *Comparative study of control strategies for the doubly fed induction generator in wind energy conversion systems: A DSP-based implementation approach*". IEEE Transactions on sustainable energy 2(3) ,288-299 (2011).
- [Usl-16] M. Uslar, M. Specht, S. Rohjans, J. Trefke, J.M. Gonzalez, " *The Common Information Model CIM: IEC 61968/61970 and 62325*", A practical Introduction to the CIM, Springer, 2012.
- [Wan-13] L. Wang and D.-N. Truong, " *Stability enhancement of DFIG-based offshore wind farm fed to a multi-machine system using a STATCOM*". Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 28, pp. 2882-2889, 2013.
- [Wan-20] P. Wang, Z. Zhang, Q. Huang, and W. J. Lee, " *Wind Farm Dynamic Equivalent Modeling Method for Power System Probabilistic Stability Assessment*". IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 56, pp. 2273-2280, 2020.
- [Won-08] K. Wong, S.L. Ho, and K.W.E Cheng, " *Direct voltage control for grid synchronization of doubly-fed induction generators*". Electric Power Components and Systems 36(9), 960-976 (2008).
- [Wu-10] Q. Wu, Z. Xu, and J. Østergaard, " *Grid integration issues for large scale wind power plants*". In IEEE PES General Meeting, 2010, pp. 1-6.
- [Wu-11] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, " *Power conversion and control of wind energy systems*". John Wiley & Sons, 2011.

- [Wu-16] Y.-K. Wu, P.-E. Su, and J.-S. Hong, "Stratification-based wind power forecasting in a high-penetration wind power system using a hybrid model". IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 52, 2016.
- [Xio-19] L. Xiong, P. Li, F. Wu, M. Ma, M.W. Khan, J.Wang, "A coordinated high-order sliding mode control of DFIG wind turbine for power optimization and grid synchronization". International Journal of Electrical Power & Energy Systems **105**(5),679-689 (2019).
- [Xu-07] L. Xu and Y. Wang, "Dynamic modeling and control of DFIG-based wind turbines under unbalanced network conditions". IEEE Transactions on power systems, vol. 22, pp. 314-323, 2007.
- [Yan-22] B. Yang, B. Liu, H. Zhou, J. Wang, W. Yao, S. Wu, H. Shu, and Y. Ren, "A critical survey of technologies of large offshore wind farm integration: summary, advances, and perspectives". Protection and Control of Modern Power Systems, vol. 7, pp. 1-32, 2022.
- [Yar-15] V. Yaramasu, B. Wu, P. C. Sen, S. Kouro, and M. Narimani, "High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies". Proceedings of the IEEE, vol. 103, no. 5, pp. 740–788, May 2015.
- [Yar-16] V. Yaramasu and B. Wu, *Model predictive control of wind energy conversion systems*: John Wiley & Sons, 2016.
- [Yen-16] K. Yenduri and P. Sensarma, "Maximum power point tracking of variable speed wind turbines with flexible shaft". IEEE Transactions on sustainable energy, vol. 7, pp. 956-965, 2016.
- [You-19] R. Youssef, A. I. Ali, M. S. Saeed, and E. E. Mohamed, "Advanced multi-sector P&O maximum power point tracking technique for wind energy conversion system". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 107, pp. 89-97, 2019.
- [Zha-10] J. Zhao, X. Li, J. Hao, J. Lu, "Reactive power control of wind farm made up with doubly fed induction generators in distribution system". Electric Power Systems Research, Elsevier, vol. 80, no. 06, pp. 698-706, June 2010.
- [Zha-13] H. Zhang, J. Dou, and W. Sun, "Study on intelligent grid-connected controller for offshore distributed wind power system". In Proceedings of the International Conference on Information Engineering and Applications (IEA) 2012, 2013, pp. 159-166.
- [Zha-15] H. Zhao, Q. Wu, Q. Guo, H. Sun, and Y. Xue, "Distributed model predictive control of a wind farm for optimal active power controlpart II: Implementation with clustering-based piece-wise affine wind turbine model". IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 6, pp. 840-849, 2015.
- [Zha-17] H. Zhao, Q. Wu, J. Wang, Z. Liu, M. Shahidehpour, and Y. Xue, "Combined Active and Reactive Power Control of Wind Farms Based on Model Predictive Control". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 32, pp. 1177-1187, 2017.
- [Zha-19] X. Zha, S. Liao, M. Huang, Z. Yang, and J. Sun, "Dynamic Aggregation Modeling of Grid Connected Inverters Using Hamilton's-Action-Based Coherent Equivalence". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 66, pp. 6437-6448, 2019.
- [Zha-20] Y. Zhang, T. Jiang, and J. Jiao, "Model-free predictive current control of a dfig using an ultra-local model for grid synchronization and power regulation". IEEE Transactions on energy conversion 35(4), 2269-2280 (2020).
- [Zho-09] Y.Zhou, P. Bauer, et al, "Operation of grid-connected DFIG under unbalanced grid voltage condition". IEEE Transactions on Energy Conversion 24(1): 240-246, (2009).
- [Zho-22] H. Zhou, W. Yao, X. Ai, J. Zhang, J. Wen, and C. Li, "Coordinated power control of electrochemical energy storage for mitigating subsequent commutation failures of HVDC". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 134, p. 107455, 2022.
- [Zhu-15] R. Zhu, Z. Chen, et al, "Virtual damping flux-based LVRT control for DFIG-based wind turbine". IEEE Transactions on Energy Conversion 30(2): 714-725 (2015).
- [Zou-15] J. Zou, C. Peng, H. Xu, and Y. Yan, "A fuzzy clustering algorithm-based dynamic equivalent modeling method for wind farm with DFIG". IEEE transactions on energy conversion, vol. 30, pp. 1329-1337, 2015.

Annexe A

Méthode de synthèse des correcteurs

A.1. Méthode de synthèse des correcteurs

Soit un système du premier ordre, défini par la fonction de transfert suivante :

$$\frac{y(s)}{x(s)} = \frac{A}{T \cdot s + 1} \quad \text{A.1}$$

Ce système peut être représenté par la Figure A.1. C'est la représentation du système en boucle ouverte.

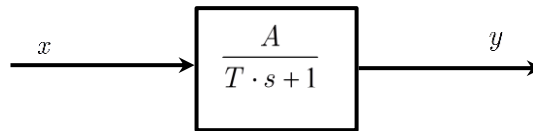


Figure A. 1 : Schéma bloc d'un système en boucle ouverte.

Le schéma bloc de régulation d'un système 1^{er} ordre est donné par la Figure A.2.

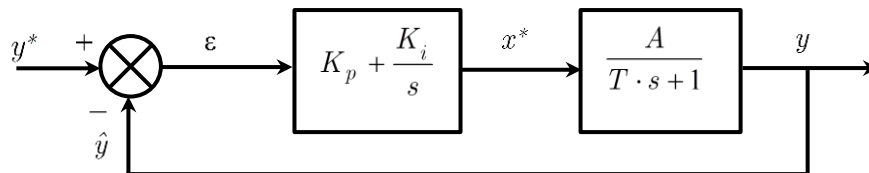


Figure A. 2 : Schéma bloc de régulation d'un système premier ordre.

- La fonction de transfert du correcteur PI :

$$G(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad \text{A.2}$$

- La fonction de transfert en boucle ouvert :

$$F(s) = \frac{y}{x} = \frac{A}{T \cdot s + 1} \quad \text{A.3}$$

- La fonction de transfert en boucle fermée (FTBF) avec le correcteur s'écrit de la manière suivante :

$$FTBF = \frac{y}{y^*} = \frac{\frac{A}{T} (K_p \cdot s + K_i)}{s^2 + \left(\frac{1 + A \cdot K_p}{T} \right) \cdot s + \frac{A \cdot K_i}{T}} \quad \text{A.4}$$

Le dimensionnement du correcteur se fait à l'aide du principe d'imposition des pôles. Comme le polynôme caractéristique de l'équation est du deuxième ordre.

$$D(s) = s^2 + 2 \cdot \xi \cdot \omega_0 \cdot s + \omega_0^2 \quad A.5$$

Nous obtenons les paramètres du correcteur, en fonction de l'amortissement ξ et la pulsation propre ω_0 comme suit :

$$\begin{cases} K_p = \frac{2 \cdot T \cdot \xi \cdot \omega_0 - 1}{A} \\ K_i = \frac{T \cdot \omega_0^2}{A} \end{cases} \quad A.6$$

A.2. Réponses d'un système du second ordre en fonction de son coefficient d'amortissement

Pour la plus part des systèmes de commande, la fonction de transfert en boucle fermée se ressemble à une fonction de transfert d'un modèle du second ordre suivant l'équation A-7.

$$H(s) = \frac{K \cdot \omega_0^2}{s^2 + 2 \cdot \omega_0 \cdot \xi \cdot s + \omega_0^2} \quad A.7$$

Les performances dynamiques désirées en boucle fermée sont spécifiées en fonction de son gain K , de sa pulsation propre et de son coefficient d'amortissement ξ :

Les réponses d'un système du second ordre, en fonction de son coefficient d'amortissement ξ , sont représentées sur la Figure A.3.

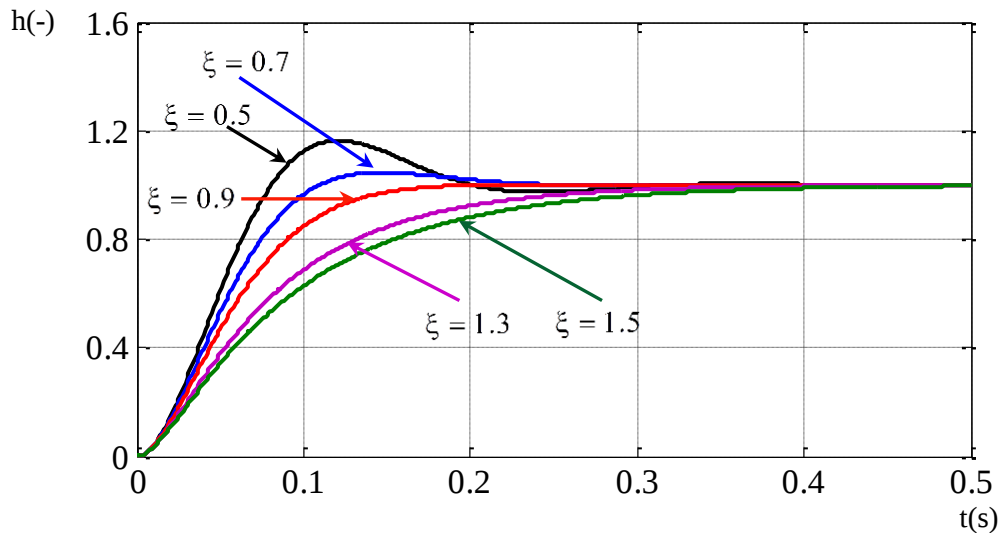


Figure A. 3 : Réponse temporelle d'un système du second ordre, en fonction de son amortissement (exemple simulé pour $\omega_0 = 30 \text{ rad/s}$ et $K = 1$).

Annexe B

Modèle en «per unit» de la machine asynchrone à double alimentation

B.1. Représentation en per unit

Dans l'analyse des systèmes électriques, il est généralement pratique d'utiliser un système per unit pour normaliser les variables d'état et de sortie. Par rapport à l'utilisation d'unités physiques (ampères, volts, ohms, webers, Henry, etc.), le système « per unit » offre une simplicité de calcul en éliminant les unités et en exprimant les quantités du système sous forme de rapports sans dimension.

$$\text{quantité en per unit} = \frac{\text{quantité réelle}}{\text{la valeur de base de la quantité}}$$

Un système per unit bien choisi peut minimiser l'effort de calcul, simplifier l'évaluation et faciliter la compréhension des caractéristiques du système. Certaines quantités de base peuvent être choisies indépendamment et de manière tout à fait arbitraire, tandis que d'autres suivent automatiquement, en fonction des relations fondamentales entre les variables du système. Normalement, les valeurs de base sont choisies de manière à ce que les principales variables soient égales à la valeur un (01) dans les conditions nominales.

Les valeurs de base des quantités sont automatiquement fixées comme suit :

S_b : la puissance de base,

V_b : la tension de base,

ω_b : la vitesse du synchronisme de base, avec $\omega_b = \omega_s = 2\pi f_s$,

I_b : le courant de base, avec $I_b = S_b / V_b$,

ϕ_b : le flux de base, avec $\phi_b = V_b / \omega_b$,

Z_b : l'impédance de base, avec $Z_b = V_b / I_b$.

B.2. Modèle de la GADA dans le repère de Park

B.2.1. Equations électriques

La substitution des enroulements fictifs S_d, S_q, R_d, R_q aux enroulements triphasés du modèle de la GADA permet d'écrire les équations suivantes [Bel-14] :

$$\begin{cases} v_{sd,*} = -R_{s,*} i_{sd,*} - \omega_s \phi_{sq,*} + \frac{d\phi_{sd,*}}{dt} \\ v_{sq,*} = -R_{s,*} i_{sq,*} + \omega_s \phi_{sd,*} + \frac{d\phi_{sq,*}}{dt} \end{cases} \quad (\text{B.1})$$

$$\begin{cases} v_{rd,*} = R_{r,*} i_{rd,*} - g \cdot \omega_s \phi_{rq,*} + \frac{d\phi_{rd,*}}{dt} \\ v_{rq,*} = R_{r,*} i_{rq,*} + g \cdot \omega_s \phi_{rd,*} + \frac{d\phi_{rq,*}}{dt} \end{cases} \quad (\text{B.2})$$

Avec, respectivement :

- $v_{sd,*}, v_{sq,*}, v_{rd,*}, v_{rq,*}$: les tensions statoriques et rotoriques directes et en quadrature du système diphasé,
- $i_{sd,*}, i_{sq,*}, i_{rd,*}, i_{rq,*}$: les courants statoriques et rotoriques directs et en quadrature du système diphasé,
- $\phi_{sd,*}, \phi_{sq,*}, \phi_{rd,*}, \phi_{rq,*}$: les flux statoriques et rotoriques directs et en quadrature du système diphasé,
- $R_{s,*}, R_{r,*}$: les résistances statorique et rotorique,
- ω_s : la pulsation statorique électrique,
- g : le glissement.

B.2.2. Relations électromagnétiques (relations flux- courant)

En appliquant la transformation de Park aux relations entre flux et courants dans le repère triphasé, on trouve les relations électromagnétiques de la GADA généralisée :

$$\begin{cases} \phi_{sd,*} = -L_{s,*} i_{sd,*} + L_{m,*} i_{rd,*} \\ \phi_{sq,*} = -L_{s,*} i_{sq,*} + L_{m,*} i_{rq,*} \end{cases} \quad (\text{B.3})$$

$$\begin{cases} \phi_{rd,*} = L_{r,*} i_{rd,*} - L_{m,*} i_{sd,*} \\ \phi_{rq,*} = L_{r,*} i_{rq,*} - L_{m,*} i_{sq,*} \end{cases} \quad (\text{B.4})$$

Où :

$$\begin{cases} L_{s,*} = L_{s\sigma,*} + L_{m,*} \\ L_{r,*} = L_{r\sigma,*} + L_{m,*} \end{cases}$$

Avec, respectivement :

$L_{s,*}, L_{r,*}, L_{m,*}$: les inductances statorique, rotorique et mutuelle,

$L_{s\sigma,*}, L_{r\sigma,*}$: les inductances de fuite du stator et du rotor.

B.3. Modèle de la GADA dans le repère de Park en système « per unit »

B.3.1. Equations électriques

Les équations (B.1) et (B.2) converties en grandeurs unitaires (à l'exception du temps t exprimé en secondes) prend la forme suivante [Pul-10] :

▪ Pour le stator :

En divisant l'équation (B.1) par V_b , on obtient :

$$\begin{cases} \frac{v_{sd,*}}{V_b} = -\frac{R_{s,*} i_{sd,*}}{V_b} - \frac{\omega_s}{V_b} \phi_{sq,*} + \frac{1}{V_b} \frac{d\phi_{sd,*}}{dt} \\ \frac{v_{sq,*}}{V_b} = -\frac{R_{s,*} i_{sq,*}}{V_b} + \frac{\omega_s}{V_b} \phi_{sd,*} + \frac{1}{V_b} \frac{d\phi_{sq,*}}{dt} \end{cases} \quad (B.5)$$

Ou :

$$\begin{cases} \frac{v_{sd,*}}{V_b} = -\frac{R_{s,*}}{Z_b} \frac{i_{sd,*}}{I_b} - \frac{\omega_s}{\omega_b} \frac{\phi_{sq,*}}{\phi_b} + \frac{1}{\omega_b \phi_b} \frac{d\phi_{sd,*}}{dt} \\ \frac{v_{sq,*}}{V_b} = -\frac{R_{s,*}}{Z_b} \frac{i_{sq,*}}{I_b} - \frac{\omega_s}{\omega_b} \frac{\phi_{sd,*}}{\phi_b} + \frac{1}{\omega_b \phi_b} \frac{d\phi_{sq,*}}{dt} \end{cases} \quad (B.6)$$

Avec :

$$\begin{cases} V_b = Z_b I_b \\ V_b = \phi_b \omega_b \end{cases}$$

Après le réarrangement de l'équation (B.6), on trouve :

$$\begin{cases} v_{sd} = -R_s i_{sd} - \phi_{sq} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\phi_{sd}}{dt} \\ v_{sq} = -R_s i_{sq} + \phi_{sd} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\phi_{sq}}{dt} \end{cases} \quad (B.7)$$

▪ **Pour le rotor :**

En divisant l'équation (B.2) par V_b , on obtient :

$$\begin{cases} \frac{v_{rd,*}}{V_b} = \frac{R_{r,*} i_{rd,*}}{V_b} - \frac{g \cdot \omega_s}{V_b} \phi_{rq,*} + \frac{1}{V_b} \frac{d\phi_{rd,*}}{dt} \\ \frac{v_{rq,*}}{V_b} = \frac{R_{r,*} i_{rq,*}}{V_b} + \frac{g \cdot \omega_s}{V_b} \phi_{rd,*} + \frac{1}{V_b} \frac{d\phi_{rq,*}}{dt} \end{cases} \quad (\text{B.8})$$

Ou :

$$\begin{cases} \frac{v_{rd,*}}{V_b} = \frac{R_{r,*}}{Z_b} \frac{i_{rd,*}}{I_b} - \frac{g \cdot \omega_s}{\omega_b} \frac{\phi_{rq,*}}{\phi_b} + \frac{1}{\omega_b \phi_b} \frac{d\phi_{rd,*}}{dt} \\ \frac{v_{rq,*}}{V_b} = \frac{R_{r,*}}{Z_b} \frac{i_{rq,*}}{I_b} + \frac{g \cdot \omega_s}{\omega_b} \frac{\phi_{rd,*}}{\phi_b} + \frac{1}{\omega_b \phi_b} \frac{d\phi_{rq,*}}{dt} \end{cases} \quad (\text{B.9})$$

Après la simplification de l'équation (B.9), on obtient :

$$\begin{cases} v_{rd} = R_r i_{rd} - g \cdot \phi_{rq} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\phi_{rd}}{dt} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + g \cdot \phi_{rd} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\phi_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{B.10})$$

En remplaçant ω_b par ω_s ($\omega_b = \omega_s$), le modèle de la GADA en système per unit peut s'exprimer comme suit :

$$\begin{cases} v_{sd} = -R_s i_{sd} - \phi_{sq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{sd}}{dt} \\ v_{sq} = -R_s i_{sq} + \phi_{sd} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{sq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{B.11})$$

$$\begin{cases} v_{rd} = R_r i_{rd} - g \cdot \phi_{rq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{rd}}{dt} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + g \cdot \phi_{rd} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{B.12})$$

B.2.2. Relations électromagnétiques (relations flux- courant)

Les équations (B.3) et (B.4) converties en grandeurs unitaires (à l'exception du temps t exprimé en secondes) prend la forme suivante :

- **Pour le stator :**

En divisant équation (B.3) par V_b , les flux statoriques per unit s'écrit comme suit :

$$\begin{cases} \frac{\phi_{sd,*}}{V_b} = -\frac{L_{s,*}i_{sd,*}}{V_b} + \frac{L_{m,*}i_{rd,*}}{V_b} \\ \frac{\phi_{sq,*}}{V_b} = -\frac{L_{s,*}i_{sq,*}}{V_b} + \frac{L_{m,*}i_{rq,*}}{V_b} \end{cases} \quad (\text{B.13})$$

Ou :

$$\begin{cases} \frac{\phi_{sd,*}}{\omega_b \phi_b} = -\frac{L_{s,*}i_{sd,*}}{\omega_b \phi_b} + \frac{L_{m,*}i_{rd,*}}{\omega_b \phi_b} \\ \frac{\phi_{sq,*}}{\omega_b \phi_b} = -\frac{L_{s,*}i_{sq,*}}{\omega_b \phi_b} + \frac{L_{m,*}i_{rq,*}}{\omega_b \phi_b} \end{cases} \quad (\text{B.14})$$

De l'équation (B.14), les flux statoriques sont donnés par :

$$\begin{cases} \frac{\phi_{sd,*}}{\phi_b} = -\omega_b \frac{L_{s,*}i_{sd,*}}{\omega_b \phi_b} + \omega_b \frac{L_{m,*}i_{rd,*}}{\omega_b \phi_b} \\ \frac{\phi_{sq,*}}{\phi_b} = -\omega_b \frac{L_{s,*}i_{sq,*}}{\omega_b \phi_b} + \omega_b \frac{L_{m,*}i_{rq,*}}{\omega_b \phi_b} \end{cases} \quad (\text{B.15})$$

Après le réarrangement de l'équation (B.15), on trouve :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = -\omega_b \frac{L_{s,*}i_{sd,*}}{Z_b I_b} + \omega_b \frac{L_{m,*}i_{rd,*}}{Z_b I_b} \\ \phi_{sq} = -\omega_b \frac{L_{s,*}i_{sq,*}}{Z_b I_b} + \omega_b \frac{L_{m,*}i_{rq,*}}{Z_b I_b} \end{cases} \quad (\text{B.16})$$

Après avoir simplifié l'équation (B.16), on trouve :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = -\omega_b L_s i_{sd} + \omega_b L_m i_{rd} \\ \phi_{sq} = -\omega_b L_s i_{sq} + \omega_b L_m i_{rq} \end{cases} \quad (\text{B.17})$$

D'après l'équation (B.17), les flux statoriques per unit dans les axes d et q sont données par :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = -X_s i_{sd} + X_m i_{rd} \\ \phi_{sq} = -X_s i_{sq} + X_m i_{rq} \end{cases} \quad (\text{B.18})$$

Avec :

$$\begin{cases} X_s = \omega_b L_s \\ X_m = \omega_b L_m \end{cases}$$

- **Pour le rotor :**

En divisant équation (B.4) par V_b , les flux statoriques per unit s'écrit comme suit :

$$\begin{cases} \frac{\phi_{rd,*}}{V_b} = \frac{L_{r,*} i_{rd,*}}{V_b} - \frac{L_{m,*} i_{sd,*}}{V_b} \\ \frac{\phi_{rq,*}}{V_b} = -\frac{L_{r,*} i_{rq,*}}{V_b} - \frac{L_{m,*} i_{sq,*}}{V_b} \end{cases} \quad (B.19)$$

Ou :

$$\begin{cases} \frac{\phi_{rd,*}}{\omega_b \phi_b} = -\frac{L_{r,*} i_{rd,*}}{\omega_b \phi_b} - \frac{L_{m,*} i_{sd,*}}{\omega_b \phi_b} \\ \frac{\phi_{rq,*}}{\omega_b \phi_b} = -\frac{L_{r,*} i_{rq,*}}{\omega_b \phi_b} + \frac{L_{m,*} i_{sq,*}}{\omega_b \phi_b} \end{cases} \quad (B.20)$$

De l'équation (B.20), les flux statoriques sont donnés par :

$$\begin{cases} \frac{\phi_{rd,*}}{\phi_b} = \omega_b \frac{L_{r,*} i_{rd,*}}{\omega_b \phi_b} - \omega_b \frac{L_{m,*} i_{sd,*}}{\omega_b \phi_b} \\ \frac{\phi_{rq,*}}{\phi_b} = \omega_b \frac{L_{r,*} i_{rq,*}}{\omega_b \phi_b} - \omega_b \frac{L_{m,*} i_{sq,*}}{\omega_b \phi_b} \end{cases} \quad (B.21)$$

Après le réarrangement de l'équation (B.21), on trouve :

$$\begin{cases} \phi_{rd} = \omega_b \frac{L_{r,*} i_{rd,*}}{Z_b I_b} - \omega_b \frac{L_{m,*} i_{sd,*}}{Z_b I_b} \\ \phi_{rq} = \omega_b \frac{L_{r,*} i_{rq,*}}{Z_b I_b} - \omega_b \frac{L_{m,*} i_{sq,*}}{Z_b I_b} \end{cases} \quad (B.22)$$

Après avoir simplifié l'équation (B.22), on obtient :

$$\begin{cases} \phi_{rd} = \omega_b L_r i_{rd} - \omega_b L_m i_{sd} \\ \phi_{rq} = \omega_b L_r i_{rq} - \omega_b L_m i_{sq} \end{cases} \quad (B.23)$$

D'après l'équation (B.23), les flux rotoriques per unit dans les axes d et q sont données par :

$$\begin{cases} \phi_{rd} = X_r i_{rd} - X_m i_{sd} \\ \phi_{rq} = X_r i_{rq} - X_m i_{sq} \end{cases} \quad (B.24)$$

Avec :

$$\begin{cases} X_s = \omega_b L_s \\ X_m = \omega_b L_m \end{cases}$$

Finalement, le modèle de la GADA en système per unit est exprimé sous la forme suivante :

$$\begin{cases} v_{sd} = -R_s i_{sd} - \phi_{sq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{sd}}{dt} \\ v_{sq} = -R_s i_{sq} + \phi_{sd} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{sq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{B.25})$$

$$\begin{cases} v_{rd} = R_r i_{rd} - g \cdot \phi_{rq} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{rd}}{dt} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + g \cdot \phi_{rd} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\phi_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (\text{B.26})$$

$$\begin{cases} \phi_{sd} = -X_s i_{sd} + X_m i_{rd} \\ \phi_{sq} = -X_s i_{sq} + X_m i_{rq} \end{cases} \quad (\text{B.27})$$

$$\begin{cases} \phi_{rd} = X_r i_{rd} - X_m i_{sd} \\ \phi_{rq} = X_r i_{rq} - X_m i_{sq} \end{cases} \quad (\text{B.28})$$

B.3. Equations mécaniques d'une turbine éolienne à deux masses en système per unit

L'équation mécanique (II.20), présentées dans le deuxième chapitre sont converti en système per unit. Pour ce faire, nous allons utiliser les grandeurs de base de la GADA, c'est-à-dire, la puissance de base S_b et la vitesse électrique de base ω_b ou la vitesse mécanique de base $\omega_{m,b}$.

La relation entre la vitesse électrique de base et la vitesse mécanique de base se distingue entre l'arbre lent et l'arbre rapide. Elle est donnée comme suit [Kun-94] :

$$\begin{cases} \omega_{t,b} = \frac{2\omega_s}{pn_g} \\ \omega_{g,b} = \frac{2\omega_s}{p} \\ \omega_{ls,b} = \frac{\omega_{g,b}}{n_g} \end{cases} \quad (\text{B.29})$$

Avec :

$\omega_{t,b}$: la vitesse de base de la turbine éolienne,

$\omega_{ls,b}$: la vitesse de base de l'arbre lent,

$\omega_{g,b}$: la vitesse de base de l'arbre rapide (de la génératrice),

Pour le modèle à une (01) seule masse, $\omega_{t,b} = \omega_{ls,b}$. Donc, le couple aérodynamique de base est donné par :

$$T_b = \frac{S_b}{\omega_{t,b}} = \frac{S_b}{\omega_{g,b}} \quad (\text{B.30})$$

Ou :

$$S_b = T_b \omega_{t,b} = T_b \omega_{g,b} \quad (\text{B.31})$$

Pour l'obtention du modèle en per unit, on néglige le coefficient de frottement et en divise l'équation mécanique de rotor de la turbine par S_b , soit:

$$\frac{J_t}{S_b} \frac{d\omega_t}{dt} = \frac{T_{aer}}{S_b} - \frac{T_{ls}}{S_b} \quad (\text{B.32})$$

On remplace l'équation (B.31) dans l'équation (B.32), on obtient :

$$\frac{J_t}{T_b \omega_{t,b}} \frac{d\omega_t}{dt} = \frac{T_{aer}}{T_b \omega_{t,b}} - \frac{T_{ls}}{T_b \omega_{t,b}} \quad (\text{B.33})$$

L'équation mécanique du rotor de la turbine en système per unit est donnée comme suit :

$$\frac{J_t}{T_b} \omega_{t,b} \frac{d\omega_t^{pu}}{dt} = T_{aer}^{pu} - T_{ls}^{pu} \quad (\text{B.34})$$

En remplace l'équation (B.30) dans l'équation (B.34), on obtient :

$$\frac{J_t}{S_b} \omega_{t,b}^2 \frac{d\omega_t^{pu}}{dt} = T_{aer}^{pu} - T_{ls}^{pu} \quad (\text{B.35})$$

Finalement, on remplace l'équation (B.29) dans l'équation (B.35), on trouve :

$$\frac{J_t}{S_b} \left(\frac{2\omega_s}{pn_g} \right)^2 \frac{d\omega_t^{pu}}{dt} = T_{aer}^{pu} - T_{ls}^{pu} \quad (\text{B.36})$$

Ou :

$$2H_t \frac{d\omega_t^{pu}}{dt} = T_{aer}^{pu} - T_{ls}^{pu} \quad (\text{B.37})$$

Où :

$$H_t = \frac{1}{2} \left(\frac{2\omega_s}{pn_g} \right)^2 \frac{J_t}{S_b}$$

Pour l'arbre lent, on divise l'équation du couple mécanique par S_b , on obtient :

$$\frac{T_{ls}}{S_b} = \frac{B_{ls}}{S_b} (\omega_t - \omega_{ls}) + \frac{K_{ls}}{S_b} \int (\omega_t - \omega_{ls}) dt \quad (B.38)$$

On remplace les équations (B.29) et (B.31) dans l'équation (B.38), on trouve :

$$\frac{T_{ls}}{T_b \omega_{t,b}} = B_{ls} \left(\frac{\omega_t}{T_b \omega_{t,b}} - \frac{\frac{\omega_g}{n_g}}{\frac{T_b \omega_{g,b}}{n_g}} \right) + K_{ls} \int \left(\frac{\omega_t}{T_b \omega_{t,b}} - \frac{\frac{\omega_g}{n_g}}{\frac{T_b \omega_{g,b}}{n_g}} \right) dt \quad (B.39)$$

Après le réarrangement de l'équation (B.39), on trouve :

$$\frac{T_{ls}}{T_b} = \omega_{t,b} \frac{B_{ls}}{T_b} \left(\frac{\omega_t}{\omega_{t,b}} - \frac{\omega_g}{\omega_{g,b}} \right) + \omega_{t,b} \frac{K_{ls}}{T_b} \int \left(\frac{\omega_t}{\omega_{t,b}} - \frac{\omega_g}{\omega_{g,b}} \right) dt \quad (B.40)$$

De l'équation (B.40), le couple mécanique au niveau de l'arbre lent en système per unit est donné par :

$$T_{ls}^{pu} = \omega_{t,b} \frac{B_{ls}}{T_b} (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) + \omega_{t,b} \frac{K_{ls}}{T_b} \int (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) dt \quad (B.41)$$

On remplace les équations (B.29) et (B.31) dans l'équation (B.41), on obtient :

$$T_{ls}^{pu} = \left(\frac{2\omega_s}{pn_g} \right)^2 \frac{B_{ls}}{S_b} (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) + \left(\frac{2\omega_s}{pn_g} \right)^2 \frac{K_{ls}}{S_b} \int (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) dt \quad (B.42)$$

Finalement, le couple mécanique au niveau de l'arbre lent en système per unit est obtenu comme suit :

$$T_{ls}^{pu} = B_{ls}^{pu} (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) + K_{ls}^{pu} \int (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) dt \quad (B.43)$$

Où :

$$\begin{cases} B_{ls}^{pu} = \left(\frac{2\omega_s}{pn_g} \right)^2 \frac{B_{ls}}{S_b} \\ K_{ls}^{pu} = \left(\frac{2\omega_s}{pn_g} \right)^2 \frac{K_{ls}}{S_b} \end{cases}$$

Pour le l'arbre rapide (de la génératrice), on néglige le coefficient de frottement et en divise équation mécanique de la génératrice par S_b , on obtient :

$$\frac{J_g}{S_b} \frac{d\omega_g}{dt} = \frac{T_{hs}}{S_b} - \frac{T_{em}}{S_b} \quad (B.44)$$

On remplace l'équation (B.31) dans l'équation (B.44), on obtient :

$$\frac{J_g}{T_b \omega_{g,b}} \frac{d\omega_g}{dt} = \frac{T_{hs}}{T_b \omega_{g,b}} - \frac{T_{em}}{T_b \omega_{g,b}} \quad (B.45)$$

L'équation mécanique du rotor de la génératrice en système per unit est donnée comme suit :

$$\frac{J_g}{T_b} \omega_{g,b} \frac{d\omega_g^{pu}}{dt} = T_{hs}^{pu} - T_{em}^{pu} \quad (B.46)$$

On remplace l'équation (B.30) dans l'équation (B.46), on obtient :

$$\frac{J_g}{S_b} \omega_{g,b}^2 \frac{d\omega_g^{pu}}{dt} = T_{hs}^{pu} - T_{em}^{pu} \quad (B.47)$$

On remplace l'équation (B.29) dans l'équation (B.47), on trouve finalement l'équation mécanique du rotor de la génératrice en système per unit :

$$\frac{J_g}{S_b} \left(\frac{2\omega_s}{p} \right)^2 \frac{d\omega_g^{pu}}{dt} = T_{hs}^{pu} - T_{em}^{pu} \quad (B.48)$$

Ou :

$$2H_g \frac{d\omega_g^{pu}}{dt} = T_{hs}^{pu} - T_{em}^{pu} \quad (B.49)$$

Avec :

$$H_g = \frac{1}{2} \left(\frac{2\omega_s}{p} \right)^2 \frac{J_g}{S_b}$$

En résumé, le modèle de la turbine éolienne à deux masses en système per unit est donné par :

$$\begin{cases} 2H_t \frac{d\omega_t^{pu}}{dt} = T_{aer}^{pu} - T_{ls}^{pu} \\ T_{ls}^{pu} = B_{ls}^{pu} (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) + K_{ls}^{pu} \int (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) dt \\ 2H_g \frac{d\omega_g^{pu}}{dt} = T_{hs}^{pu} - T_{em}^{pu} \end{cases} \quad (B.50)$$

Ou :

$$\begin{cases} 2H_t \frac{d\omega_t^{pu}}{dt} = T_{aer}^{pu} - T_m^{pu} \\ T_m^{pu} = B_{hs}^{pu} (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) + K_{hs}^{pu} \int (\omega_t^{pu} - \omega_g^{pu}) dt \\ 2H_g \frac{d\omega_g^{pu}}{dt} = T_m^{pu} - T_{em}^{pu} \end{cases} \quad (B.51)$$

Avec :

$$\begin{cases} T_{mec}^{pu} = T_{hs}^{pu} = \frac{T_{ls}^{pu}}{n_g} \\ B_{hs}^{pu} = \frac{B_{ls}^{pu}}{n_g} \\ K_{hs}^{pu} = \frac{K_{ls}^{pu}}{n_g} \end{cases}$$

Annexe C

Paramètres du système éolien étudié

C.1. Paramètres du système éolien en grandeurs réelles [Ben-23] :

Pour le système étudié dans le chapitre II, les paramètres de la turbine éolienne à deux masses sont donnés par le tableau C. 1 :

Table C. 1: Paramètres de la turbine éolienne à deux masses.		
Paramètres	Symbole	Valeurs
La turbine éolienne		
Densité de l'air	ρ	1.12 Kg.m ³
Rayon du rotor	R	21.65 m
Inertie de la masse du côté rotor de la turbine	J_t	3.25.10 ⁵ Kg.m ²
Coefficient de frottements visqueux externes du rotor de la turbine	f_t	27.36 N.m/rad/s
Inertie de la masse du côté rotor de la génératrice	J_g	34.4 Kg.m ²
Coefficient de frottements visqueux externes du rotor de la génératrice	f_g	0.2 N.m/rad/s
Coefficient de torsion de l'arbre lent	B_{ls}	2.691.10 ⁵ N.m/rad
Coefficient de frottements visqueux internes de l'arbre lent	K_{ls}	9500 N.m/rad/s
Rapport du multiplicateur	n_g	43.165

C.2. Paramètres de la ferme éolienne en par-unité [Gar-15, Ata-22.a] :

Pour la ferme éolienne, les paramètres en par-unité de la turbine éolienne, de la GADA et de la ferme éolienne sont répertoriés dans les tableaux C.2 et C.3, respectivement.

Tableau C. 2 : Paramètres de la turbine éolienne et de la génératrice asynchrone à double alimentation en système par-unité.

Paramètres	Symbole	Valeurs
La turbine éolienne		
Densité de l'air	ρ	1.12 Kg.m ³
Diamètre du rotor	D	37.6 m
Rapport de la boîte de vitesse	1: N	100
Constante de l'inertie du rotor de la turbine	H_t	4.3 s
Amortissement du couplage mécanique	B_{hs}^{pu}	95 pu
Rigidité du couplage mécanique	K_{hs}^{pu}	40 pu
La GADA		
Résistance du stator	R_s	0.01 pu
Réactance de fuite du stator	$X_{\sigma s}$	0.1 pu
Résistance du rotor	R_r	0.01 pu
Réactance de fuite du rotor	$X_{\sigma r}$	0.08 pu
Réactance de magnétisation	X_m	3 pu
Constante de l'inertie du rotor de la génératrice	H_g	0.5 s

Tableau C. 3 : Paramètres de la ferme éolienne en système par-unité.

Paramètres	Symbol	Values
Réseau électrique de la ferme éolienne		
Transformateurs BT/MT	BT/MT	0.69 kV/20 kV
	S_T	2500 KVA
	ε_{cc}	6%
Transformateurs MT/HT	MT/HT	20kV/ 66 kV
	S_T	16 MVA
	ε_{cc}	8.5%
Réseau externe		
Puissance de court-circuit au PCC	S_{cc}	500MVA
Rapport X/R	X / R	20

ملخص :

يتمحور العمل المقدم في هذه الأطروحة حول دمج مزرعة الرياح في شبكة الكهرباء. يتعلق الأمر بشكل أساسي بنمذجة مزرعة الرياح القائمة على المولدات غير المتزامنة المزدوجة التغذية ، ومزامنة ومراقبة وإدارة مزرعة الرياح المتصلة بشبكة الكهرباء. الهدف الرئيسي من موضوع هذه الأطروحة هو إظهار أن مزرعة الرياح المعتمدة على المولدات غير المتزامنة المزدوجة التغذية يمكن أن تساهم في تحسين جودة الطاقة الكهربائية ويمكنها أيضًا ضمان استمرارية الخدمة في حالة حدوث اضطرابات في الشبكة الكهربائية. تم تحقيق هذا الهدف بفضل مزامنة مزرعة الرياح مع شبكة الكهرباء واستخدام خوارزميات لتحكم وإدارة الطاقة الناشطة والتفاعلية لمزرعة على مستوى وحدات الإشراف المركزية والمحلية أثناء وضع تشغيل معامل القدرة الوحدة في الوضع الافتراضي. الكلمات المفتاحية : مزرعة الرياح، نماذج مزرعة الرياح المجمعة، المولدات غير المتزامنة ذات التغذية المزدوجة ، توربينات الرياح ذات كتلتين، الاستقرار العابر، خطوة خلفية مع عامل التكامل، الإشراف على الطاقة، التحكم في الجهد الثانوي.

« Modélisation et pilotage d'une ferme éolienne participant à la gestion du réseau électrique »

Résumé :

Le travail présent dans cette thèse s'inscrit dans le cadre l'intégration d'une ferme éolienne au réseau électrique. Il concerne principalement la modélisation d'une ferme éolienne à base des génératrices asynchrones à doubles alimentations, la synchronisation et le contrôle et la gestion de la ferme éolienne connectée au réseau électrique. L'objectif principal de ce sujet de thèse est de montrer que la ferme éolienne à base des génératrices asynchrones à doubles peut contribuer à améliorer la qualité de l'énergie électrique et peut également assurer la continuité de service en cas de perturbations du réseau électrique.

Cet objectif a été atteint grâce à la synchronisation de la ferme éolienne avec le réseau électrique et à l'utilisation des algorithmes de contrôle et de gestion des puissances active et réactive de la ferme au niveau des unités de supervision centrale et locale pendant les modes de fonctionnement en facteur de puissance unitaire et en mode défaut.

Les Mots Clés : Ferme Eolienne, Modèles Agrégés de la ferme éolienne, Génératrices Asynchrones à Doubles Alimentations, Turbine Eolienne à Deux Masses, Stabilité Transitoire, Backstepping à Action Intégrale, Supervision des Puissances, Contrôle Secondaire de Tension.

« Modeling and supervision of a wind farm participating in the management of the electrical grid »

Abstract:

The work presented in this thesis falls within the framework of the integration of a wind farm into the electrical grid. It mainly concerns the modeling of a wind farm based on double-fed induction generators, the synchronization, and the control and management of the wind farm connected to the electrical grid. The main objective of this thesis is to show that the wind farm based on double-fed induction generators can contribute to improving the quality of electrical power and can also ensure continuity of service in the event of electrical grid disturbances.

This was achieved by synchronizing the wind farm with the electrical grid and using control and management algorithms in the central and local supervision units during unit power factor and fault mode operation.

Key words: Wind Farm, Aggregated Wind Farm Model, Double-Fed Induction Generators, Two-Mass Wind Turbine, Transient Stability, Integral Action Backstepping, Power Supervision, Secondary Voltage Control.