

N° d'ordre :

**Université de Saida- Dr. Moulay Tahar**  
**Faculté de Technologie**

## **Thèse**

Présentée pour obtenir le diplôme de

### **Doctorat 3ième Cycle**

**Spécialité : Gestion et Contrôle des Systèmes Electriques**

**Filière : Electrotechnique**

Par :

**SAIDI Youcef**

Thème :

**Modélisation, contrôle et gestion d'un système éolien à base  
d'une génératrice synchrone à aimants permanents**



Thèse soutenue le 24-02-2021 devant le jury composé de :

<b>N°</b>	<b>Nom et prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Etablissement</b>	<b>Qualité</b>
01	BOUMEDIENE Larbi	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Président
02	MEZOUAR Abdelkader	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Rapporteur
03	MILOUD Yahia	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Co-rapporteur
04	BELGACEM Kheira	MCA	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Examineur
05	ABID Mohamed	Prof.	Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès	Examineur
06	BENTAALLAH Abderrahim	Prof.	Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès	Examineur

## ...Avant-propos...

Les travaux présentés dans cette thèse de doctorat ont été effectués au Laboratoire de recherche **LGE (Laboratoire de Génie Electrotechnique)** du département d'électrotechnique de l'université de Saida – Dr. Moulay Tahar.

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 Monsieur **MILOUD Yahia**, Professeur à l'université de Saida – Dr. Moulay Tahar, pour avoir co-encadré 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 **ABID Mohamed** et Monsieur **BEN-TAALLAH Abderrahim**, Professeurs à l'université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès et Madame **BELGACEM Kheira**, Maitre de Conférence 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 **KERROUCHE Kamel Djamel Eddine**, Docteur diplômé à l'université de Saida – Dr. Moulay Tahar, ainsi que Monsieur **BRAHMI Brahim**, Docteur chercheur à l'université McGill de Montréal, Canada pour m'avoir soutenu et m'aidé dans ce travail.

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, je réserve un remerciement particulier à toutes les personnes qui ont contribué, d'une façon directe ou indirecte, continue ou ponctuelle, à l'achèvement de ce travail.

إلى المرحوم بإذن الله صديقي ورفيق دربي خالد نجاي «رحمه الله»  
وإلى روحه الطيبة . . أهدي هذا العمل

# Table des matières

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

## **Chapitre I : Etat de l'art des systèmes de conversion d'énergie éolienne**

I.1. Introduction.....	8
I.2. Développement de l'énergie éolienne dans le monde .....	9
I.3. Développement de l'énergie éolienne dans l'Algérie .....	11
I.3.1. Gisement éolien en Algérie.....	14
I.4. Système de conversion de l'énergie éolienne.....	16
I.4.1. Gamme de puissances des éoliennes .....	16
I.4.2. Architecture d'une éolienne .....	17
I.5. Principaux composants d'un SCEE connecté au réseau électrique.....	19
I.6. Les configurations commerciales du SCEE .....	21
I.6.1. Type-1 : SCEE à vitesse fixe à base d'une GACE.....	21
I.6.2. Type-2 : SCEE à vitesse variable à base d'une GARB.....	22
I.6.3. Type-3 : SCEE à vitesse variable à base d'une GADA.....	23
I.6.4. Type-4 : SCEE à vitesse variable à base d'une GSAP/GSRB/GACE .....	24
I.6.5. Comparaison entre les différentes configurations de SCEE.....	25
I.7. Topologies du système de conversion éolienne de Type-4 .....	27
I.7.1. Le système de conversion bidirectionnelle.....	27
I.7.1.1. Système à un convertisseur statique BTB à deux niveaux .....	27
I.7.1.2. Système à plusieurs convertisseurs BTB connectés en parallèle .....	28
I.7.2. Le système de conversion unidirectionnelle.....	29
I.7.2.1. Système de conversion unidirectionnelle simple .....	29
I.7.2.2. Système de conversion unidirectionnelle avec un convertisseur boost.....	30
I.8. Structure choisie dans le cadre de la thèse .....	31
I.9. Conclusion.....	32



## **Chapitre II : Modélisation et contrôle de la partie aérodynamique du système éolien**

II.1. Introduction .....	34
II.2. Origine du vent.....	35
II.2.1. Modèle du vent.....	36
II.3. Modèle de la turbine éolienne .....	38
II.3.1. Modèle énergétique de la turbine .....	38
II.3.2. Modèle dynamique de l'arbre .....	40
II.4. Dispositif de commande de la turbine éolienne .....	42
II.4.1. Formulation du problème.....	42
II.4.2. Caractéristiques puissances-vitesse.....	43
II.4.3. Caractéristiques couple-vitesse .....	44
II.4.4. Configuration de la commande par la méthode de lambda optimal TSR .....	45
II.4.4.1. Maximisation de la puissance sans mesure de la vitesse du vent .....	45
II.4.4.2. Maximisation de la puissance avec mesure de la vitesse du vent.....	46
II.5. Commande robuste de la vitesse de la turbine par backstepping .....	48
II.5.1. 1 <sup>er</sup> étape : Définition de l'erreur .....	48
II.5.2. 2 <sup>ème</sup> étape : Assurance de la stabilité asymptotique du système suivant le théorème de Lyapunov .....	49
II.5.3. 3 <sup>ème</sup> étape : Détermination de la loi du contrôle.....	49
II.6. Commande adaptative en couple de génératrice par modèle de référence.....	50
II.6.1. Modèle de référence.....	51
II.6.2. Modèle ajustable .....	51
II.6.3. Mécanisme d'adaptation utilisant l'approche du backstepping avec action intégrale ...	52
II.7. Résultats de simulation des différentes structures des commandes proposées .....	54
II.7.1. Résultats obtenus avec la structure de commande conventionnelle sans mesure de la vitesse du vent.....	55
II.7.2. Résultats obtenus avec la structure de commande conventionnelle avec mesure de la vitesse du vent.....	57
II.7.3. Résultats obtenus avec la structure de commande par backstepping .....	59
II.7.4. Résultats obtenus avec la structure de commande adaptative.....	61
II.7.5. Résultats obtenus avec la structure de commande adaptative par backstepping avec action intégrale.....	63
II.8. Conclusion.....	66

## **Chapitre III : Modélisation de la partie électrique du système éolien**

III.1. Introduction .....	68
III.2. Notions sur la machine synchrone.....	68
III.2.1. Description .....	68
III.2.2. Types des machines synchrones triphasées.....	69
III.2.2.1. Machine synchrone à aimants permanents.....	69
III.2.2.2. Machine synchrone à rotor bobiné.....	70
III.3. Notions sur la machine synchrone à aimants permanents .....	70
III.3.1. Avantages et inconvénients.....	70
III.3.1.1. Avantages.....	70
III.3.1.2. Inconvénients .....	71
III.4. Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents .....	71
III.4.1. Hypothèses simplificatrices .....	72
III.4.2. Modèle triphasé de la GSAP.....	72
III.4.2.1. Représentation électrique de la GSAP dans le système triphasé .....	72
III.4.2.2. Equations électriques .....	72
III.4.2.3. Equations électromagnétiques (les relations flux–courants).....	73
III.4.2.4. Equations mécaniques.....	74
III.4.3. Modèle diphasé de la GSAP .....	75
III.4.3.1. Choix du repère de Park.....	75
III.4.3.2. Equations électriques .....	75
III.4.3.3. Equations électromagnétiques (les relations flux–courants).....	76
III.4.3.4. Equations du couple électromagnétique .....	77
III.5. Les convertisseurs de puissance.....	77
III.5.1. Redresseur à MLI (à deux niveaux et trois bras) .....	78
III.5.1.1. Structure et principe de fonctionnement .....	78
III.5.1.2. Représentation du Redresseur à MLI dans le système triphasé .....	79
III.5.1.3. Représentation du Redresseur à MLI dans le modèle de PARK .....	81
III.5.2. Onduleur de tension (à deux niveaux et trois bras).....	82
III.5.2.1. Structure et principe de fonctionnement .....	82
III.5.2.2. Représentation de l'onduleur de tension dans le système triphasé .....	83
III.5.2.3. Représentation de l'Onduleur de tension dans le modèle de PARK.....	84
III.5.3. Commande à MLI .....	84
III.5.3.1. La commande MLI sinus-triangle.....	85
III.5.3.2. La commande à MLI vectorielle.....	87
III.6. Conclusion.....	93

## **Chapitre IV : Commande d'un système éolien à vitesse variable basé sur une GSAP**

IV.1. Introduction .....	95
IV.2. Architecture du dispositif de commande.....	95
IV.3. Commande du Convertisseur Côté Machine (CCM) .....	97
IV.3.1. Commande vectorielle avec découplage par compensation .....	98
IV.3.2. Commande vectorielle basée sur le vecteur de tension .....	100
IV.3.3. Estimation de la vitesse par la technique MRAS .....	103
IV.3.3.1. Modèle de référence et modèle ajustable .....	103
IV.3.3.2. Mécanisme d'adaptation .....	104
IV.3.4. Schéma bloc de commande du Convertisseur Côté Machine .....	106
IV.3.5. Synthèse des correcteurs .....	107
IV.3.5.1. Correcteur du courant $i_{qs}$ .....	107
IV.3.5.2. Correcteur du courant $i_{ds}$ .....	108
IV.3.5.1. Correcteur de la tension du bus continu $v_{dc}$ .....	109
IV.4. Commande du Convertisseur Côté Réseau .....	109
IV.4.1. Commande vectorielle avec découplage par compensation .....	110
IV.4.2. Contrôle des puissances .....	112
IV.4.3. Boucle à verrouillage de phase PLL.....	114
IV.4.4. Schéma bloc de commande du Convertisseur Côté Réseau.....	115
IV.4.5. Synthèse des correcteurs .....	116
IV.4.5.1. Correcteur du courant $i_{dl}$ .....	116
IV.4.5.2. Correcteur du courant $i_{ql}$ .....	117
IV.5. Résultats de simulation.....	117
IV.5.1. Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 50% .....	121
IV.5.1.1. Résultats de simulation du contrôle côté machine .....	121
IV.5.1.2. Résultats de simulation du contrôle côté réseau .....	123
IV.5.2. Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 60% .....	124
IV.5.2.1. Résultats de simulation du contrôle côté machine .....	124
IV.5.2.2. Résultats de simulation du contrôle côté réseau .....	126
IV.5.3. Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 70% .....	127
IV.5.3.1. Résultats de simulation du contrôle côté machine .....	127
IV.5.3.2. Résultats de simulation du contrôle côté réseau .....	129
IV.5.4. Interprétations et comparaison .....	130
IV.6. Conclusion.....	130

## **Chapitre V : Commande par backstepping d'un système éolien à vitesse variable basé sur une GSAP**

V.1.	Introduction .....	132
V.2.	Application de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCM.....	133
V.2.1.	1 <sup>er</sup> étape : Boucle de régulation de la tension du bus continu .....	134
V.2.2.	2 <sup>eme</sup> étape : Boucle de régulation des courants.....	134
V.2.3.	Schéma bloc de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCM.	136
V.3.	Application de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCR.....	137
V.3.1.	1 <sup>er</sup> étape : Commande de la puissance active .....	137
V.3.2.	2 <sup>eme</sup> étape : Commande de la puissance réactive.....	138
V.3.3.	Schéma bloc de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCR...	139
V.4.	Résultats de simulation.....	140
V.4.1.	Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 50% .....	141
V.4.1.1.	Résultats de simulation du contrôle côté GSAP .....	141
V.4.1.2.	Résultats de simulation du contrôle côté réseau .....	143
V.4.2.	Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 60% .....	144
V.4.2.1.	Résultats de simulation du contrôle côté GSAP .....	144
V.4.2.1.	Résultats de simulation du contrôle côté réseau .....	146
V.4.3.	Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 70% .....	147
V.4.3.1.	Résultats de simulation du contrôle côté GSAP .....	147
V.4.3.2.	Résultats de simulation du contrôle côté réseau .....	149
V.4.4.	Analyse spectrale des courants électriques .....	150
V.4.4.1.	Analyse spectrale du courant côté GSAP .....	150
V.4.4.2.	Analyse spectrale du courant côté réseau .....	151
V.4.5.	Interprétations et comparaison .....	151
V.5.	Conclusion.....	153

## **Chapitre VI : Comportement de l'éolienne à base d'une GSAP face à un défaut asymétrique du réseau**

VI.1.	Introduction .....	155
VI.2.	Comportement du système éolien connectée au réseau électrique déséquilibré .....	155
VI.2.1.	Technique de séparation des séquences positive et négative dans le réseau électrique déséquilibré .....	156
VI.2.2.	Modèle du CCM en mode de fonctionnement déséquilibré.....	158
VI.2.3.	Commande du CCM par IBSC en mode de fonctionnement déséquilibré.....	159

VI.2.3.1. 1 <sup>er</sup> étape : Boucle de régulation de la tension du bus continu .....	159
VI.2.3.2. 2 <sup>eme</sup> étape : Boucle de régulation des courants positifs .....	160
VI.2.3.3. 3 <sup>eme</sup> étape : Boucle de régulation des courants négatifs .....	161
VI.2.3.4. Schéma bloc de la commande par IBSC pour le CCM en mode de fonctionnement déséquilibré .....	162
VI.2.4. Modèle du CCR en mode de fonctionnement déséquilibré.....	164
VI.2.5. Commande du CCR par IBSC en mode de fonctionnement déséquilibré.....	165
VI.2.5.1. 1 <sup>er</sup> étape : Boucle de régulation des courants positifs .....	165
VI.2.5.2. 2 <sup>eme</sup> étape : Boucle de régulation des courants négatifs .....	166
VI.2.5.3. Schéma bloc de commande par IBSC pour CCR en mode de fonctionnement déséquilibré .....	168
VI.3. Résultats de simulation.....	169
VI.4. Conclusion.....	174
Conclusion générale .....	175
.....	
Bibliographie.....	178
.....	
Annexes .....	192

# Table des notations et des symboles

## I. Grandeurs et paramètres mécaniques de la turbine :

$P_{aero}$	Puissance aérodynamique de la turbine,
$C_p$	Coefficient de puissance éolienne,
$\lambda$	Vitesse relative de l'éolienne,
$\rho$	Masse volumique de l'air (approximativement 1,225 kg/m <sup>3</sup> à la Pression atmosphérique normale et à 15°C),
$R$	Rayon des pales de la turbine,
$S$	Surface circulaire balayée par la turbine,
$\beta$	Angle d'orientation des pales,
$\Omega_t$	Vitesse de rotation de la turbine,
$J_t$	Inertie propre de la turbine,
$T_{aer}$	Couple aérodynamique de la turbine (d'entraînement de la turbine),
$\eta_{aer}$	Rendement aérodynamique
$G$	Gain de multiplicateur de vitesse,

## II. Grandeurs et paramètres mécaniques de la génératrice :

$T_g$	Couple de la génératrice (d'entraînement de la génératrice),
$T_{em}$	Couple électromagnétique (résistant),
$\Omega_g$	Vitesse de rotation de la génératrice,
$J_g$	Moment d'inertie de la génératrice,
$J$	Inertie totale du système éolien ramenée sur l'arbre de la génératrice,
$f$	Coefficient de frottements visqueux de la génératrice,
$p$	Nombre de paires de pôles de la génératrice,
$T_f$	Couple de frottements de la génératrice,

## III. Repère :

$\vec{S}_a, \vec{S}_b, \vec{S}_c$	Axes liés aux enroulements triphasés statoriques,
$(d, q)$	Axes de référentiel de Park (tournant à la vitesse de synchronisme),
$(\alpha, \beta)$	Axes de référentiel de Park (fixe au stator),
$\theta$	Position angulaire du rotor par rapport au stator,

## IV. Transformations :

$s$	Opérateur de Laplace,
$P$	Transformation de Park,

**V. Grandeurs et paramètres électriques de la génératrice :**

$R_s$	Résistances statorique par phase,
$L_s$	Inductance propre statorique par phase,
$M$	Inductance mutuelle entre deux phases statoriques,
$T_s$	Constante de temps statorique ( $L_s/R_s$ ),
$v_{as}, v_{bs}, v_{cs}$	Tensions statoriques triphasées,
$V_{abc,s}$	Vecteur des tensions statoriques triphasées,
$v_{\alpha s}, v_{\beta s}$	Tensions statoriques diphasées dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$V_{\alpha\beta,s}$	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$v_{ds}, v_{qs}$	Tensions statoriques diphasées dans le repère $(d, q)$ ,
$V_{dq,s}$	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère $(d, q)$ ,
$i_{as}, i_{bs}, i_{cs}$	Courants statoriques triphasés,
$I_{abc,s}$	Vecteur des courants statoriques triphasés,
$i_{\alpha s}, i_{\beta s}$	Courants statoriques diphasés dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$I_{\alpha\beta,s}$	Vecteur des courants statoriques diphasés dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$i_{ds}, i_{qs}$	Courants statoriques diphasés dans le repère tournant $(d, q)$ ,
$I_{dq,s}$	Vecteur des courants statoriques diphasés dans le repère tournant $(d, q)$ ,
$p_e$	Puissance instantanée électrique,

**VI. Grandeurs magnétiques de la génératrice :**

$\phi_{as}, \phi_{bs}, \phi_{cs}$	Flux magnétiques au stator,
$\Phi_{abc,s}$	Vecteur de flux magnétiques au stator,
$\phi_{\alpha s}, \phi_{\beta s}$	Flux statoriques diphasés dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$\Phi_{\alpha\beta,s}$	Vecteur de flux statoriques diphasés dans le repère $(\alpha, \beta)$ ,
$\phi_{ds}, \phi_{qs}$	Flux statoriques diphasés dans le repère tournant $(d, q)$ ,
$\Phi_{dqs}$	Vecteur de flux statoriques diphasés dans le repère tournant $(d, q)$ ,
$\phi_f$	Flux des aimants,

**VII. Grandeurs et paramètres du CCM:**

$R_r$	Résistance de la ligne de connexion du redresseur,
$L_r$	Inductance de la ligne de connexion du redresseur,
$v_{ar}, v_{br}, v_{cr}$	Tensions triphasées d'entrées du redresseur,
$S_a, S_b, S_c$	Etats des interrupteurs du redresseur dans le repère $(a, b, c)$ ,
$S_d, S_q$	Etats des interrupteurs du redresseur dans le repère $(d, q)$ ,
$v_{dc}$	Tension de la sortie du redresseur (bus continu),
$i_{dc}$	Courant de la sortie du redresseur (bus continu),

**VIII. Grandeurs et paramètres du CCR:**

$v_{abc,ond}$	Tension délivrée par l'onduleur,
$R_l$	Résistance de la ligne (Filtre),
$L_l$	Inductance de la ligne (Filtre),
$v_{abc,res}$	Tensions imposées par le réseau électrique,
$F_a, F_b, F_c$	Etats des interrupteurs de l'onduleur dans le repère $(a, b, c)$ ,
$p_{dc}$	Puissance échangée entre le CCM et le CCR.

**IX. Nomenclature :**

SCEE	Système de Conversion de l'Energie Eolienne,
LVRT	Low-Voltage Ride Through, (en anglais), Tenue aux Creux de Tension, (en français),
TSR	Tip Speed Ratio (en anglais)
HVAC	High-Voltage Alternating Current, (en anglais), Courant Alternatif Haute Tension, (en français),
MSAP	Machine Synchrone à Aimants Permanents,
GSAP	Génératrice Synchrone à Aimants Permanents,
GACE	Génératrice Asynchrone à Cage D'écureuil,
GARB	Génératrice Asynchrone à Rotor Bobiné,
GSRB	Générateur Synchrone à Rotor Bobiné,
CCM	Convertisseur Coté Machine,
CCR	Convertisseur Coté Réseau,
OND	Onduleur,
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion,
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor, (en anglais), Transistor Bipolaire à Grille Isolée, (en français),
GTO	Gate-Turn-Off Thyristors, (en anglais), Thyristors Commandés à L'ouverture, (en français),
MOSFET	Metal-Oxyde-Semiconducteur Field Effect Transistor, (en anglais), Transistors A Effet De Champ, (en français),
BTB	Back-To-Back, (en anglais),
CST	Convertisseurs de Source de Tension,
OST	Onduleur de Source de Tension,
RST	Redresseur de Source de Tension,
PI	Proportionnel Intégrateur,
BS	Back-Stepping, (en anglais), Faire Marche Arrière, (en français),
IBSC	Intégrale Back-Stepping Control (en anglais), Commande Backstepping avec Action Intégrale, (en français),
DC	Direct Current (en anglais), Courant Continue (en français),
AC	Alternating Current (en anglais), Courant Altentatif (en français),
FMM	Force Magnéto-Motrice,



MPPT	Maximum Power Point Tracking, (en anglais), Suivi de point de puissance maximum, (en français),
TE	Turbine Eolienne,
PLL	Phase Locked Loop, (en anglais), Boucle à phase asservie, ou boucle à verrouillage de phase, (en français),
MRAS	Modèle de Référence Adaptatif Système,
ACIR	Annulation de la Composante Inverse du Retard,
HT-A	Haute Tension de type A,
HT-B	Haute Tension de type B,
BT	Basse Tension,
PCC	Point Commun de Connexion,

# Introduction générale

## Contexte de l'étude :

Les préoccupations croissantes sur la crise énergétique ainsi que les pollutions environnementales ont favorisé de manière significative l'utilisation de l'énergie éolienne au cours des deux dernières décennies. L'évolution de la capacité de production d'électricité par l'énergie éolienne n'a pas cessé d'augmenter depuis 1980. De plus, le potentiel énergétique mondial de cette énergie est estimé à une puissance de 5300 TW [Ker-16.a], ce qui représente un gisement énergétique important et très encourageant. En se basant sur l'accélération des installations dans cette dernière décennie, l'industrie éolienne est devenue une industrie énergétique mondiale. Cette industrie s'accroît ainsi plus rapidement car on peut désormais s'appuyer sur des techniques fiables et efficaces.

Une grande partie du parc éolien mondial actuel est constitué de systèmes raccordés au réseau électrique. Jusqu'à présent, il existe deux structures : Les éoliennes à vitesse fixe directement couplées au réseau par le stator, et les éoliennes à vitesse variable connectées à travers des convertisseurs d'électroniques de puissance. Celles à vitesse variable ont attiré de grands intérêts car elles permettent d'augmenter le rendement énergétique, de diminuer les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite par rapport aux éoliennes à vitesse fixe.

De nos jours, il existe deux types de générateurs qui sont utilisés dans les éoliennes à grande échelle pour transformer l'énergie éolienne en énergie électrique, tels que: les générateurs asynchrones à double alimentation (GADA) et les générateurs synchrones à aimants permanents (GSAP). En raison de sa capacité à fonctionner dans toutes les plages de vitesse du vent et ne nécessitant pas de courant d'excitation, le GSAP affiche de bonnes performances dans les parcs éoliens. Suite au développement rapide de la technologie de l'énergie éolienne, l'efficacité du dispositif de conversion dont le système de production d'énergie éolienne est devenue un autre problème épineux pour améliorer la performance du système de production d'énergie éolienne.

La multiplication des éoliennes a conduit les chercheurs en génie électrique à mener des investigations de façon à améliorer l'efficacité de la conversion électromécanique et la qualité de l'énergie fournie. Les progrès conjoints de l'électronique de puissance et de l'électronique numérique permettent aujourd'hui d'aborder la commande à vitesse variable dans les applications de faibles, moyennes et de fortes puissances. Suite à ces technologiques avancées, la communauté scientifique a développé diverses approches de commande pour maîtriser en temps réel le comportement de Système de Conversion d'Énergie Éolienne (SCEE), par les avantages suivant :

un rendement élevé, un faible poids, de petites dimensions, des opérations rapides et une densité de puissance très élevée.

### **Définition des objectifs de l'étude :**

Ce travail s'articule autour de plusieurs axes de préoccupation du Laboratoire de Génie Electrotechnique (LGE) de l'université de Saida, à savoir l'électronique de puissance, l'étude des réseaux électriques et enfin la commande des systèmes électriques et leurs applications dans la gestion et la conversion d'énergie électrique.

L'objectif de cette thèse est de continuer les travaux de recherche pour la modélisation, le contrôle et la gestion de la conversion d'énergie éolienne à base d'une GSAP. Il s'agit principalement de :

- Modéliser et concevoir un modèle de simulation fiable pour la turbine éolienne, son multiplicateur de vitesse et l'arbre de la génératrice.
- Mettre en œuvre des techniques classiques d'extraction du maximum de puissance (MPPT) sans et avec asservissement de la vitesse mécanique.
- Proposer d'autres approches, pour la MPPT, qui sont réalisées sur la base de la technique de commande non linéaire à structure variable (la commande par Backstepping).
- Modéliser et concevoir un modèle de simulation plus réaliste pour un système éolien constitué d'une GSAP associée à un contrôle des puissances active et réactive injectées au réseau électrique,
- Synthétiser une approche de commande non linéaire basée sur la théorie des systèmes à structure variable, pour le système éolien en mode de fonctionnement équilibré.
- Synthétiser une approche de commande non linéaire basée sur la théorie des systèmes à structure variable, pour le système éolien en mode de fonctionnement déséquilibré.
- Evaluer les performances du système éolien en termes de poursuite, de régulation et de robustesse vis-à-vis des défauts au niveau des tensions de réseau électrique, pour les deux modes de fonctionnement équilibré et déséquilibré.

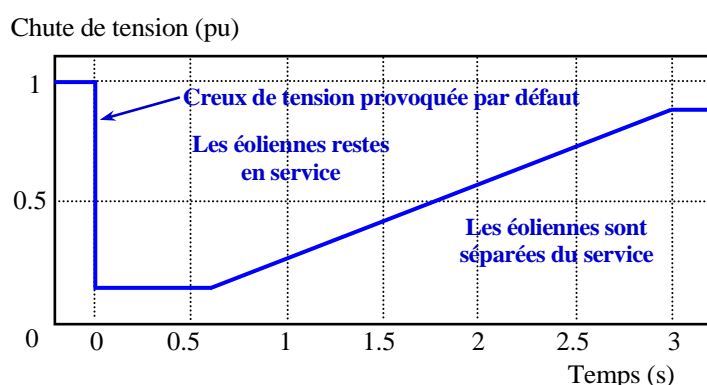
Tous les modèles de simulation développés au cours de cette thèse seront élaborés à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink.

### **Problématique, état de l'art et contribution de l'étude :**

L'augmentation significative de la capacité de production d'énergie éolienne a suscité des inquiétudes quant à la stabilité du système électrique, les parcs éoliens remplaçant les technologies de production conventionnelles qui utilisent les combustibles fossiles comme principale source d'énergie. L'une de ces préoccupations est la capacité de conduite en cas des défauts de tension du réseau électrique (chutes de tension) pour les systèmes éoliens. Avant 2003, il n'avait aucune

exigence d'améliorer la capacité de fonctionnement des aérogénérateurs éoliens à vitesse variable en cas des défauts de tension du réseau électrique, mais ces dernières années, la société Allemande E.ON-Netz<sup>1</sup> a été la première à intégrer ce besoin dans son cahier des charges fonctionnel de connexion et l'exploitation des éoliennes dans le réseau électrique [Erl-05]. Un autre exemple est la norme IEEE 1547 qui définit un ensemble de critères pour l'interconnexion des ressources de production distribuées dans le réseau électrique aux États-Unis, y compris les exigences de la capacité de control des systèmes éoliens lors des perturbations du réseau électrique [IEEE-09].

Les SCEE sont très sensibles aux perturbations du réseau à cause de ses convertisseurs de puissance et plus particulièrement durant des chutes de tensions du réseau. Ces défauts dans le réseau électrique est même à cause de l'éloignement géographique du parc éolien peuvent entraîner des chutes de tensions ou des surtensions au PCC du parc avec le réseau de distribution. Par exemples, ces chutes de tension dans le réseau causent des surintensités dans le circuit électrique de la chaîne de conversion et causent aussi une surtension du bus continu. Sans protections, cela entraîne la détérioration des convertisseurs de puissance et leurs possibles écroulements [Pen-10]. Généralement, pour une grande partie du réseau adjacent, la tension dans la phase défaillante chute à une valeur comprise entre 0 et 1 (pu), tout dépend de l'impédance entre le point de défaut et le point de mesure [Ayo-12].



**Figure 1** : Plage de tension de fonctionnement pour SCEE [Sai-19.a].

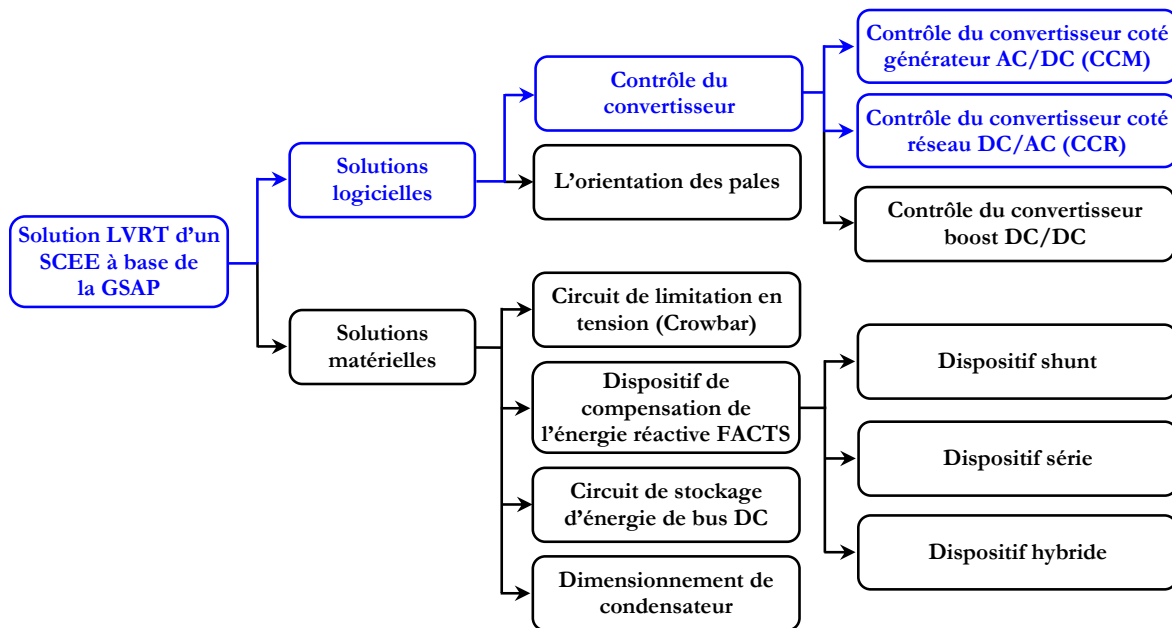
Suivant la norme 661-A de la FERC<sup>2</sup> qui signifie que les générateurs éoliennes doivent rester en service pendant une durée spécifique lors d'une chute de tension si la tension de PCC (Point de Couplage Commun) reste au-dessus de la ligne continue, comme représenté sur la Figure 1 [Piw-10]. La courbe de la plage de tension de fonctionnement représentée sur la figure 1 est similaire à

<sup>1</sup> E.ON est une société allemande fondée en 2000. La société est principalement active dans les domaines des réseaux énergétiques, des services énergétiques, des énergies renouvelables et de l'exploitation et du démantèlement de centrales nucléaires allemandes.

<sup>2</sup> Commission fédérale de régulation de l'énergie (FERC en anglais Federal Energy Regulatory Commission) a été créée le 1<sup>er</sup> octobre 1977, c'est une agence fédérale des États-Unis qui réglemente le transport et la vente en gros d'électricité et de gaz naturel dans le commerce interétatique.

celle proposée par les règles des normes des réseaux internationaux [Aim-15]. Cependant, les caractéristiques de cette courbe dépendent du type de défaut et peuvent varier d'un pays à l'autre.

De ce fait, de nombreux chercheurs ont introduit la notion de stratégie « LVRT » (Low Voltage Ride Through) dans les SCEE durant les défauts qui affectent le réseau électrique. Cette stratégie peut être catégorisée en plusieurs méthodes. En effet, à travers une revue sur la littérature disponible, nous monterons un état de l'art des différentes méthodes «LVRT» (voir Figure 2).



**Figure 2 :** Stratégies de contrôle des systèmes éoliens à base de la GSAP en cas de chute de tension de réseau électrique.

Dans [How-16] un aperçu de certaines stratégies pour le fonctionnement du SCEE en cas de creux de tension pour différents types de systèmes éoliens est présenté. [Ibr-12] montre une revue des solutions récentes contre les défauts électriques pour les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable basées sur un GSAP. Dans [Con-07, The-09], un système de protection par une commande qui vise à modifier l'angle d'orientation de pales en cas de creux de tension est suggéré.

Dans [Yan-13, Ben-17], une stratégie de contrôle est étudiée pour la GSAP, qui intègre un circuit actif de limitation de tension (Crowbar) dans la chaîne de conversion éolienne. Des dispositifs de stockage d'énergie peuvent être reliés au bus continu pour accroître encore le rendement énergétique en cas des défauts [Abb-06, Wan-10]. Dans [Sin-12], un système de transmission en courant alternatif flexible appelé (FACTS) tels que les dispositifs de compensation statique synchrone appelé (STATCOM) afin d'améliorer la capacité de fonctionnement en cas de défaut de tension pour les systèmes de production d'énergie éolienne à base de la GSAP est proposé.

Le dimensionnement du condensateur de liaison de bus continu est une autre façon de gérer l'énergie excédentaire pendant une chute de tension. Dans [Con-07], la puissance du condensateur

requis est directement proportionnelle à la tension d'amorçage et la taille de condensateur requis augmentera si la durée de chute de tension augmente, ce qui rend la technique de dimensionnement des condensateurs coûteux et une solution impraticable.

À la lumière de ce constat, le travail de recherche présenté dans cette thèse consiste à contribuer à l'amélioration de capacité LVRT, de la stabilité, de la fiabilité et des performances de système éolien à base des GSAP raccordés aux réseaux électriques, aux services de réglage de la tension et de la gestion de la puissance active et réactive que les parcs éoliens peuvent proposer aux réseaux. Aujourd'hui, le taux de pénétration des parcs éoliens devient de plus en plus significatif dans le réseau électrique de distribution. Pour cela, nous nous intéressons plus particulièrement aux parcs éoliens connectés au réseau de distribution, qui se trouvent de fait à proximité des charges électriques triphasés non-équilibrés ou des charges monophasées.

Dans ce même contexte de cette thèse, nous allons dans le but d'optimisation, chercher de développer des solutions logicielles basées sur des algorithmes et des stratégies de commande capable de régler les puissances produites par un système éolien face aux problèmes qui affectent le réseau électrique de distribution.

### **Organisation de la thèse :**

Le présent manuscrit est organisé de manière à suivre, au mieux, la démarche utilisée pour atteindre les objectifs de cette thèse. Ceci donne lieu à un découpage de cette dernière en six chapitres, chacun privilégiant un de ses aspects.

Dans le premier chapitre, nous présenterons un rappel sur les systèmes éoliens et ses éléments constitutifs. Nous exposerons aussi quelques statistiques sur le développement de l'énergie éolienne au cours de ces dernières années. Ces rappels sont suivis par un état de l'art sur la conversion électromécanique à travers les différents types de machines électriques utilisées et les convertisseurs qui leur sont associés, en détaillant leurs avantages et leurs inconvénients.

Dans le deuxième chapitre, une présentation des processus physiques d'aérodynamiques par leurs modèles mathématiques est établie car c'est une étape très importante dans la commande des systèmes éoliens. En effet, quant à l'élaboration d'une structure de commande, il est important de disposer d'un modèle mathématique représentant fidèlement les caractéristiques de ces processus. De plus, dans ce chapitre, une étude comparative est effectuée entre la loi de commande suggérée dans le cadre de cette thèse à base du backstepping avec action intégrale et d'autres techniques proposées par la littérature, en utilisant deux modèles de vent, pour but d'optimiser la production d'énergie et les performances de toute la chaîne de conversion énergétique éolienne.

Le troisième chapitre sera consacré à la modélisation de chaque élément de la partie électrique du système éolien (Génératrice Synchronique à Aimants Permanents (GSAP) et les deux convertisseurs

de puissance). Afin de simplifier le modèle triphasé de chaque élément, nous utiliserons la transformation de PARK, ce qui permet de définir une représentation d'état plus simple et de mettre en évidence la structure multi-variable telle que la structure électromécanique, la structure électrique et la structure mécanique. Nous donnerons aussi un aperçu sur la commande à modulation de largeur d'impulsion classique et vectorielle pour les convertisseurs statiques utilisés.

Le quatrième chapitre introduit la problématique de connexions du système éolien à base de la GSAP au réseau électrique du fait de la difficulté à prévoir la production, du risque de déconnexions intempestives des parcs éoliens et d'une dégradation de la qualité de l'électricité. Pour cela, en premier lieu, nous traiterons le principe de commande des deux côtés de SCEE à base de la GSAP en vue de la synthèse de commande vectorielle. Nous montrerons les performances de régulateur classique de type PI dans le cadre d'une régulation de la tension du bus continu appliquée au convertisseur coté machine (CCM), ainsi que la régulation des puissances active et réactive appliquées au convertisseur côté réseau (CCR), tout cela se fait lors du défaut de creux de tension triphasée de plusieurs valeurs de profondeur.

Le cinquième chapitre traitera l'application d'une technique de commande moderne non linéaire. Nous nous intéresserons au remplacement des régulateurs classiques appliqués dans le système éolien choisi par des régulateurs à base de la technique de backstepping basée sur la théorie de stabilité de Lyapunov décrite dans l'annexe, qui permet au système éolien d'être robuste face à ces types de défauts équilibrés dans le réseau électrique.

Dans le sixième chapitre, nous prendrons en considération le défaut asymétrique de la tension de réseau. Pour cela, nous nous intéresserons, à la commande de la partie électrique d'une éolienne en mode de fonctionnement déséquilibrée. L'objectif fondamental des réseaux électriques est d'assurer aux clients l'énergie électrique avec une parfaite continuité, sous forme de tensions parfaitement sinusoïdales, avec des valeurs d'amplitude, de fréquence préétablies (en fonction du point de raccordement) et moins d'harmoniques dans les courants. Dans ce contexte, nous mettrons en évidence la commande backstepping proposée, basée sur la théorie de Lyapunov avec une configuration à double boucle, qui permet au système éolien d'être robuste face à ces types de défauts déséquilibrés dans le réseau électrique.

Enfin, le travail entrepris sera achevé par une conclusion générale et des perspectives pour les futurs travaux de recherches. Nous ajouterons 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 des systèmes de conversion d'énergie éolienne

---



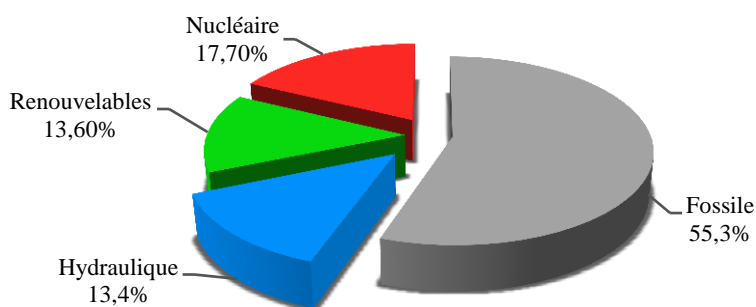
---

I.1.	Introduction .....	8
I.2.	Développement de l'énergie éolienne dans le monde .....	9
I.3.	Développement de l'énergie éolienne dans l'Algérie .....	11
I.3.1.	Gisement éolien en Algérie .....	14
I.4.	Système de conversion de l'énergie éolienne.....	16
I.4.1.	Gamme de puissances des éoliennes .....	16
I.4.2.	Architecture d'une éolienne .....	17
I.5.	Principaux composants d'un SCEE connecté au réseau électrique.....	19
I.6.	Les configurations commerciales du SCEE .....	21
I.6.1.	Type-1 : SCEE à vitesse fixe à base d'une GACE.....	21
I.6.2.	Type-2 : SCEE à vitesse variable à base d'une GARB .....	22
I.6.3.	Type-3 : SCEE à vitesse variable à base d'une GADA.....	23
I.6.4.	Type-4 : SCEE à vitesse variable à base d'une GSAP/GSRB/GACE .....	24
I.6.5.	Comparaison entre les différentes configurations de SCEE.....	25
I.7.	Topologies du système de conversion éolienne de Type-4 .....	27
I.7.1.1.	Le système de conversion bidirectionnelle.....	27
I.7.1.2.	Système à un convertisseur statique BTB à deux niveaux .....	27
I.7.1.2.	Système à plusieurs convertisseurs BTB connectés en parallèle .....	28
I.7.2.1.	Le système de conversion unidirectionnelle.....	29
I.7.2.2.	Système de conversion unidirectionnelle simple .....	29
I.7.2.2.	Système de conversion unidirectionnelle avec un convertisseur boost.....	30
I.8.	Structure choisie dans le cadre de la thèse .....	31
I.9.	Conclusion.....	32



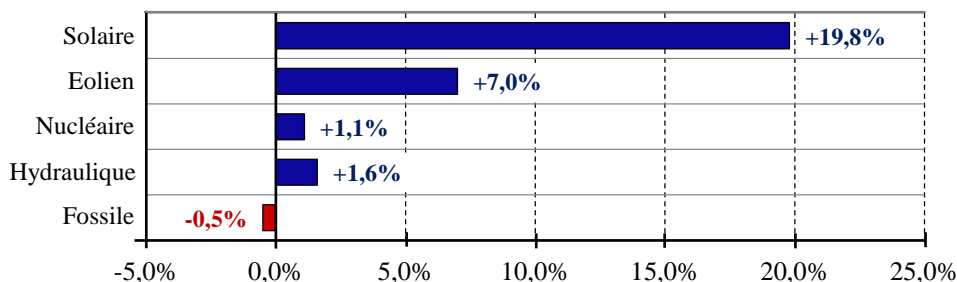
## I.1. Introduction

De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie électrique est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. L'exploitation des énergies renouvelables est une solution indispensable. On peut prévoir que tout système énergétique durable dans le futur sera basé sur l'utilisation de ces sources. En 2018, selon les statistiques de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE<sup>1</sup>), la production d'électricité mondiale provenant des sources d'énergies durables a atteint 27% de la production totale. Cette partie est nettement inférieure à la production issue des combustibles fossiles (55,3%) mais reste néanmoins supérieure à la part de la production d'origine nucléaire (17,7%) (Figure I. 1).



**Figure I. 1 :** Répartition de la production d'électricité - 2018 [Iea-18].

Entre 2017 et 2018, selon le rapport de AIE, la production d'électricité à partir de combustibles fossiles a légèrement diminué (-0,5%), qui est la sixième baisse annuelle consécutive. Les variations des conditions météorologiques et le redémarrage de la production d'électricité dans certains réacteurs nucléaires au Japon ont contribué aux modestes augmentations de la production des centrales nucléaires (+1,1%) et hydroélectriques (+1,6%), tandis que l'éolien (+7,0%) et le solaire (+19,8%) ont affiché des croissances remarquables.



**Figure I. 2 :** Taux de croissance annuel moyen 2017-2018 [Iea-18].

<sup>1</sup> L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) (International Energy Agency en anglais, ou IEA) est une organisation internationale fondée à OCDE en 1974, basée à Paris, France.

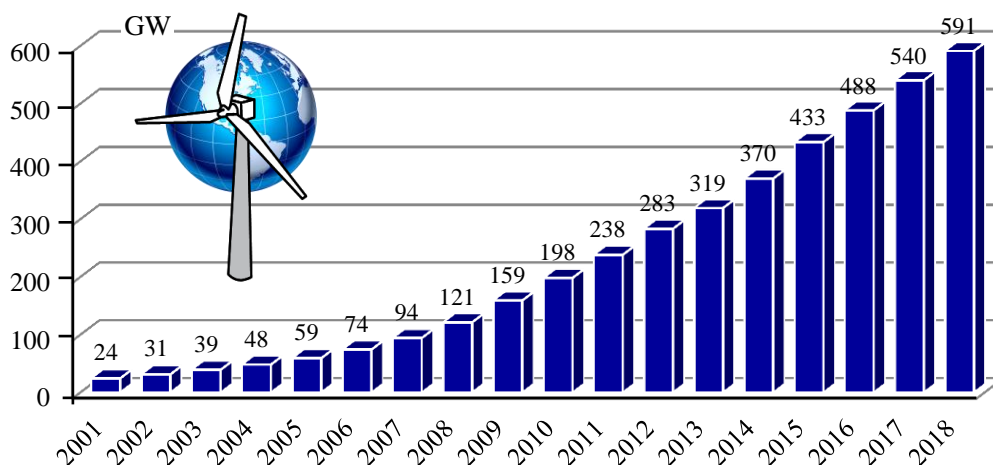
Considérée comme l'une des sources d'énergies renouvelables les plus importantes et les plus prometteuses, l'énergie éolienne représente une source qui a suscité de grands intérêts en raison de son caractère librement disponible, propre et renouvelable. En outre, elle a sans doute été parmi les sources des énergies renouvelables les plus croissantes en termes de capacité installée.

Aujourd'hui, les études portent sur l'amélioration des performances de l'aérogénérateur ainsi que sur la chaîne de conversion de l'énergie du vent en énergie électrique exploitable par le réseau électrique. Ces améliorations conduisent à abaisser le coût de l'énergie éolienne, et le rend compétitif dans l'industrie de production d'électricité.

Ce chapitre donne un survol sur la conception des Système de Conversion de l'Energie Eolienne (SCEE) et leurs technologies associées. Il débute par fournir un contexte sur plusieurs aspects liés à ces technologies existantes telles que la capacité installée (mondiale et locale) et le taux de croissance ainsi que les principaux composants d'un SCEE connecté au réseau. Ensuite, les configurations utilisées pour la conversion éolienne seront étudiées ainsi qu'un état de l'art sur les topologies des convertisseurs de puissance, les méthodologies de fonctionnement concernant les SCEEs basées sur les Génératrices Synchrones à Aimants permanents (GSAP). Les détails des systèmes de contrôle et de régulation seront analysés dans les prochains chapitres.

## I.2. Développement de l'énergie éolienne dans le monde

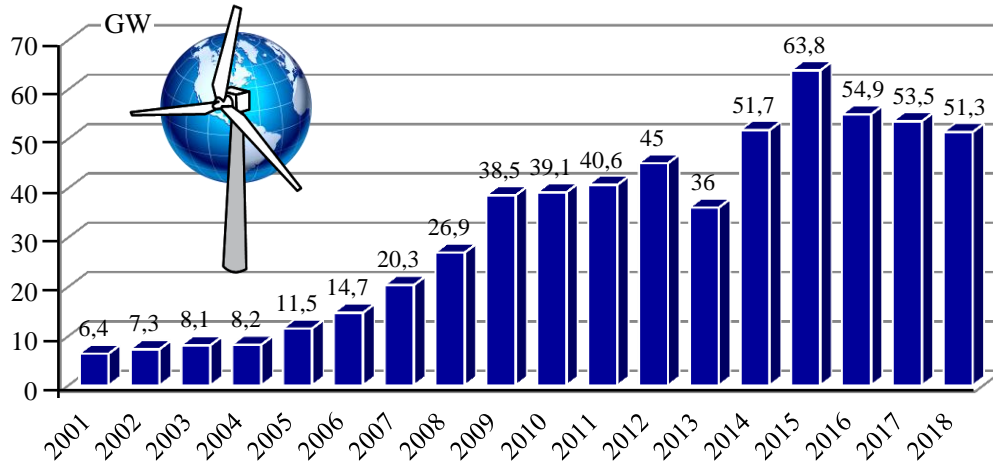
Le développement à grande échelle de l'énergie éolienne a tout d'abord commencé en Europe à la fin des années 1990. Son expansion se poursuit toujours à l'heure actuelle, en Europe, mais aussi à travers le monde, notamment en Amérique du Nord (les Etats-Unis et le Canada) et en Asie (la Chine et l'Inde).



**Figure I. 3 :** Capacité mondiale d'énergie éolienne cumulée entre 2001 et 2018 [GWEC-19.a].

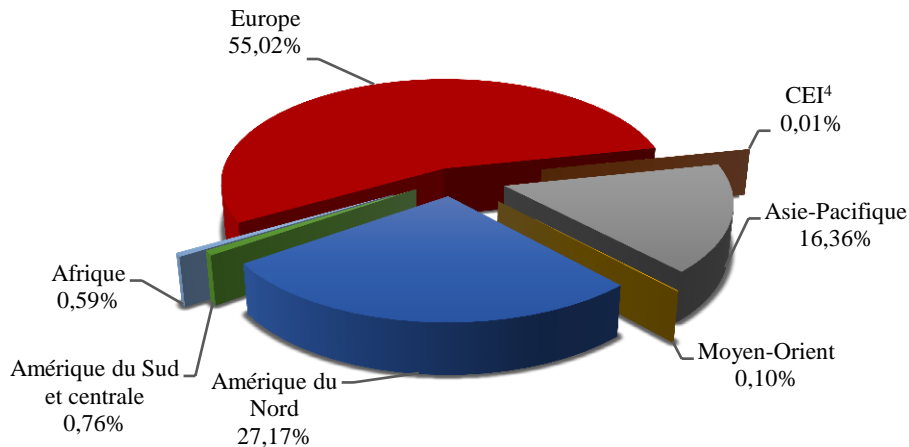
L'énergie éolienne est l'une des sources d'énergie renouvelable ayant la croissance la plus rapide. Elle continue de se développer chaque année dans de nombreux pays. Les capacités éoliennes cu-

mulées et annuelles installées dans le monde sont présentées dans les Figures I. 3 et I. 4, respectivement.



**Figure I. 4 :** Capacité annuelle mondiale d'énergie éolienne installée de 2001 à 2018 [GWEC-19.a].

Les Figures I. 5 et I. 6 montrent la capacité d'énergie éolienne installée par région pour l'année 2008 et l'année 2018, respectivement. Les données sont présentées collectivement selon le rapport global du GWEC<sup>2</sup> 2018 [GWEC-19.a] et le rapport d'état mondial renouvelable REN21<sup>3</sup> 2018 [REN-18].

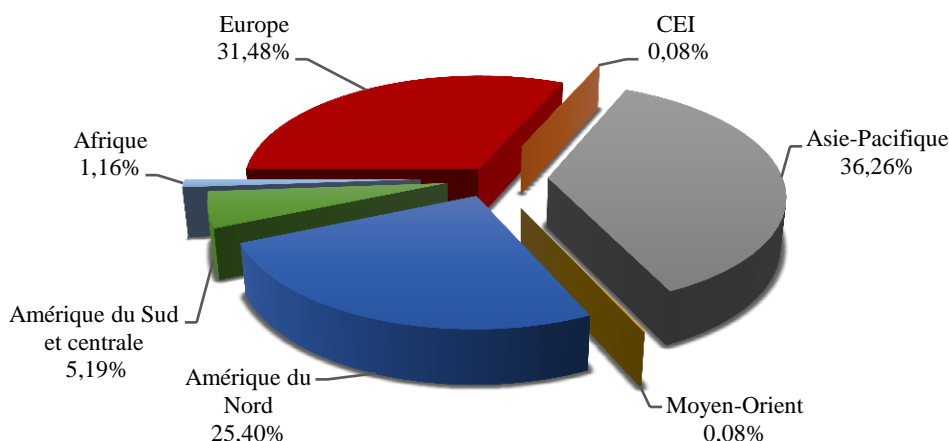


**Figure I. 5 :** Capacité d'énergie éolienne cumulée pour l'année 2008.

<sup>2</sup> Le Conseil mondial de l'énergie éolienne (GWEC) a été créé en 2005 à Brussels (Belgique) pour fournir un forum crédible et représentatif pour l'ensemble du secteur de l'énergie éolienne au niveau international.

<sup>3</sup> Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) a été créé en juin 2005 en Allemagne, c'est un réseau politique facilitant l'échange autour des énergies renouvelables.

<sup>4</sup> La Communauté des États indépendants (CEI) est une organisation de dix républiques post-soviétiques en Eurasie suite à l'éclatement de l'union soviétique.



**Figure I. 6 :** Capacité d'énergie éolienne cumulée pour l'année 2018.

Les principales observations concernant les capacités éoliennes installées sont résumées ci-dessous :

- Comme le montre la Figure I. 3, la capacité éolienne cumulée a augmenté de façon exponentielle, passant de 24 GW en 2001 à 591 GW en 2018. Les données montrent un taux de croissance cumulé de 17%. Selon la tendance actuelle, la capacité éolienne cumulée devrait atteindre plus de 800 GW d'ici 2021.
- La capacité éolienne annuelle mondiale installée en 2018 était de 51,3 GW, ce qui représente une baisse de 4,1% par rapport à 2017. Selon le rapport du IRENA<sup>5</sup>, des investissements en 2018 étaient d'environ 87,6 milliards USD [IRENA-18].

### I.3. Développement de l'énergie éolienne dans l'Algérie

Récemment, l'Algérie s'est engagée dans une nouvelle phase d'exploitation des énergies renouvelables avec un programme gouvernemental qui vise à produire 22 GW d'électricité de source renouvelable à l'horizon 2030 [CREG-15]. Bien que la part dédiée à l'éolien dans le nouveau programme reste relativement faible par rapport au solaire photovoltaïque, l'énergie d'origine éolienne constitue le deuxième axe de développement avec une production qui devrait avoisiner 5GW en 2030, dont 1GW à l'horizon 2020 [CREG-15]. A ce jour, une première et "unique" parc éolienne de 10MW a été installée dans la région de Kaberten dans la wilaya d'Adrar et mise en service en juin 2014 (Figure I.7).

Il est cependant à noter que les tentatives de l'exploitation de l'énergie éolienne dans le territoire national ne datent pas d'hier. En effet, l'analyse d'un ensemble de comptes rendu et d'archives provenant du comité d'énergie du vent du service d'Hydraulique a montré que plusieurs essais ont

<sup>5</sup> L'agence internationale des énergies renouvelables (IRENA, en anglais International Renewable Energy Agency) est une organisation intergouvernementale fondée en 2009, dont la mission est la promotion des énergies renouvelables à l'échelle mondiale. Son siège se situe à Abou Dhabi.

été menés entre 1930 et 1974 dans l'objectif de promouvoir l'utilisation de l'énergie éolienne et ce pour la production électrique ou pour le pompage [Daa-18].



**Figure I. 7 :** Parc éolien à Kabertene d'Adrar [Wan-18].

Les premiers travaux étaient liés à la prospection des sites favorables à l'installation d'aérogénérateurs. En effet, un premier atlas a été établi en 1930 par **P. Seltzer** dans une étude climatologique de l'Algérie comparant un ensemble de 57 stations de mesure de données de vent, de température, de pression atmosphérique et de précipitations [Haf-18].

En 1951, le comité de l'énergie des vents départemental d'Alger, en collaboration avec **M. Medinger**, ont lancé des campagnes de mesures sur le potentiel éolien pour les stations de Bak-hadda (Tiaret), Bugeaut (Annaba), Ain Skhouna (Saida), Boughzoul, Ain Temouchent, Tadjemout (Laghouat), Cap Carbon, Tébessa et Biskra. Avec une puissance de 1130KWh/m<sup>2</sup>, de 1000KWh/m<sup>2</sup> et de 800KWh/m<sup>2</sup> enregistrées dans les trois premiers sites respectivement. Ces derniers ont été déjà définis comme des sites intéressants en termes de potentiel éolien. Il a été aussi prévu d'étendre les mesures à une vingtaine de stations estimées potentiellement intéressantes, telles que Adrar, Cap Ténès, Chenoua, Akbou, la Soummam, Ain Milila et Khenchela [Daa-18].

D'autres travaux sur l'énergie éolienne avaient été élaborés en 1946 par **P. Aillere** démontrant l'intérêt de l'utilisation de l'énergie éolienne pour l'électrification des ménages ou pour le pompage d'eau pour l'irrigation des terrains agricoles. Dans le but d'améliorer les performances des éoliennes à l'époque, **Ed. Houdet** (en 1951) avait aussi travaillé sur l'établissement des hélices d'éolienne électrique à usage domestique [Haf-18].

Dans les hauts plateaux, une éolienne de pompage a été mise en service dans la région de Méchéria, en 1956, en vue de l'alimentation en eau potable de la région et avait servi à des tests de régulation. Cette éolienne entraînait une génératrice à courant continu (CC) qui transmet elle-même sa

puissance à un moteur entraînant la pompe à "pistons multiples". La plateforme de test avait pour but de vérifier les résultats théoriques et avait permis de proposer, en conclusion, l'installation d'une éolienne de pompage dans la région de Naâma avec génératrice et moteur CC [Daa-18]. Dans l'ensemble des archives, l'accent était mis sur l'installation d'une éolienne de pompage d'une envergure importante de 15 mètres de diamètre à Adrar (1953) [Daa-18] (voir Figure I. 8).



**Figure I. 8 :** Eolienne de pompage d'Adrar – 1953 [Oua-11].

La première tentative de raccorder les éoliennes au réseau de distribution d'énergie électrique date de 1957, avec l'installation d'un aérogénérateur de 100 kW sur le site de Grand Vent de Dély Brahim (Alger) conçue par l'ingénieur *français ANDREAU*. Ce prototype avait été installé initialement à St-ALBAN en Angleterre. Cette bipale de type pneumatique, à pas variable, de 30 m de haut et avec un diamètre de 25 m (Figure I. 9) fut rachetée par Electricité et Gaz d'Algérie puis démontée et installée en Algérie [Hau-13].



**Figure I. 9 :** Eolienne de 100 kW de Grand Vent de Dély Brahim - 1957 [Oua-14].

Jusqu'à 1970, de nombreux autres aérogénérateurs ont été installés sur des différents sites, notamment pour les régions isolées. L'expérience a montré qu'un projet d'installation d'un parc éolien nécessite des connaissances approfondies du productible éolien réellement existant.

### I.3.1. Gisement éolien en Algérie

Pour assurer la rentabilité des projets de parcs éoliens, la mise en œuvre de ce programme nécessite des études approfondies qui examinent le potentiel éolien et qui identifient les obstacles techniques avant l'investissement. Cependant, la plupart des travaux réalisés jusqu'à présent ne se sont concentrés que sur la quantification du potentiel éolien comme étaient basés sur quelques ensembles de données [Ned-18].

Par exemple, **H. Bensaad** a établi, en 1985, une expertise sur la politique éolienne en Algérie [Ben-85]. Un travail de pionnier concernant le potentiel éolien de l'Algérie a été réalisé en 1990 par **R. Hammouche** [Ham-90] à partir d'une base de données de vents enregistrée entre 1977 et 1988 depuis 37 stations de l'Office National de la Météorologie (ONM<sup>6</sup>).

Par la suite, afin de donner un aperçu de la répartition géographique des ressources éoliennes, l'atlas éolien algérien a été cartographié en 2000 et 2006 par **N. M. Kasbadji** [Mer-00, Mer-06]. Les données de vent moyennes sur trois heures de 21 stations météorologiques enregistrées entre 1985 et 1995 ont été utilisées pour un traitement statistique et les paramètres de Weibull donnés dans l'atlas par **R. Hammouche** [Ham-90] ont été ajoutés pour augmenter les points de mesure à 48 stations météorologiques. Cette première carte préliminaire a permis d'identifier certaines régions venteuses comme Adrar et Tiaret. En 2003, **L. Aiche et al.** [Aic-03] ont étudié les variations mensuelles du vent en utilisant des données moyennes mensuelles.

L'atlas éolien a été mis à jour en introduisant la base de données des vitesses quotidiennes moyennes de certaines stations en 2011 par **F. Chellali et al.** [Che-11] et en 2013 par **S. Boudia et al.** [Bou-16]. **F. Chellali et al.** [Che-11] ont utilisé une analyse spectrale pour étudier le potentiel éolien et ont ajouté les données quotidiennes du site de Hassi R'mel dans la carte des vents. **S. Boudia et al.** [Bou-16] ont contribué en utilisant des données enregistrées au cours de la dernière décennie à partir de 63 stations météorologiques réparties sur tout le territoire algérien, plus 24 dans les pays voisins proches des frontières (voir Figures I. 10 et I. 11).

---

<sup>6</sup> L'Office National de la Météorologie (ONM) a été créée le 29 avril 1975, il est devenu un Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC) à vocation scientifique et technique le 25 Août 1998.



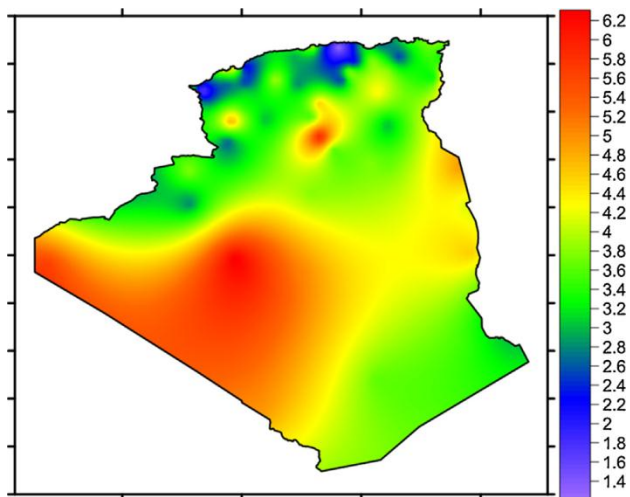


Figure I. 10 : Carte annuelle des vents à 10 m du sol [Bou-16].

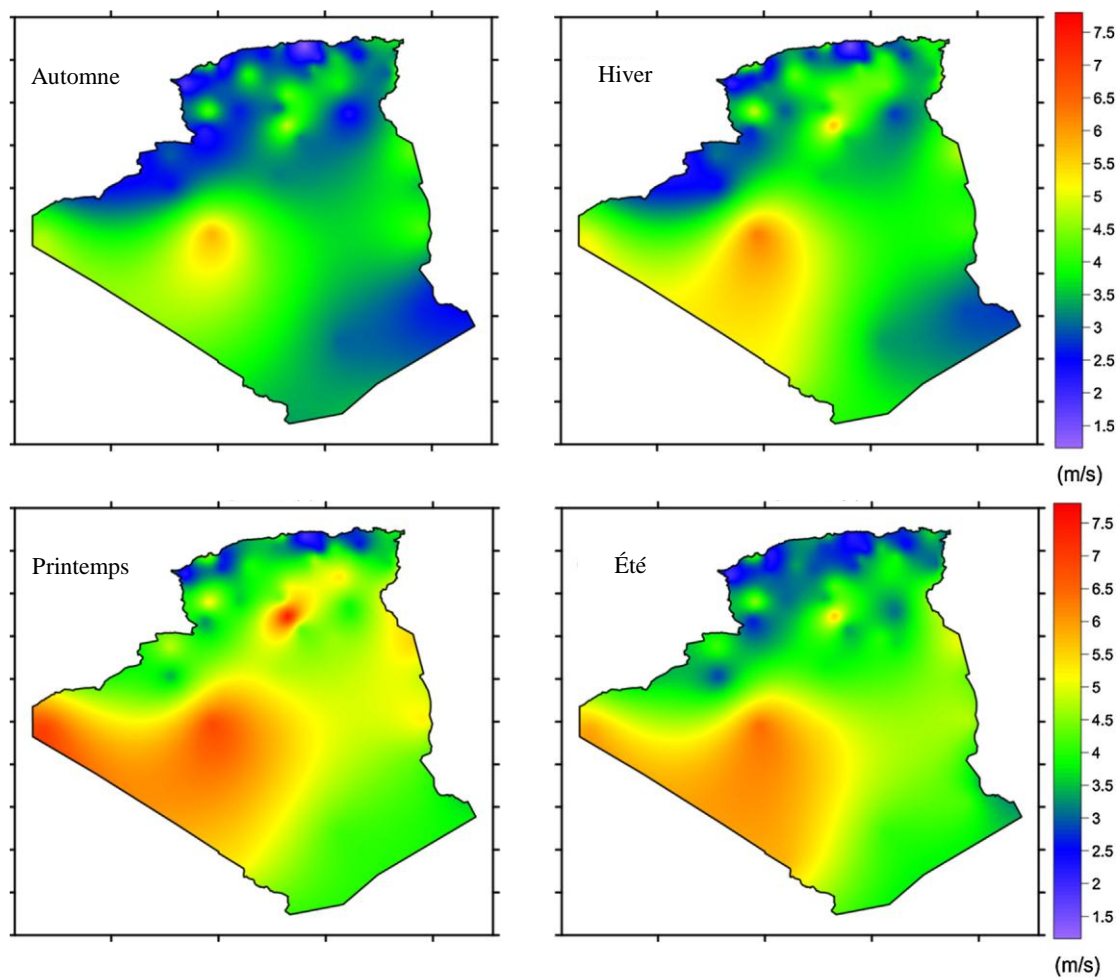


Figure I. 11 : Carte saisonniers des vents à 10 m du sol [Bou-16].

Bien que différents atlas préliminaires aient identifié la région d'Adrar, située au sud-ouest de l'Algérie, comme le site le plus intéressant, ils n'ont pas évoqué les contraintes de faisabilité notamment celles liées à la disponibilité du réseau électrique.

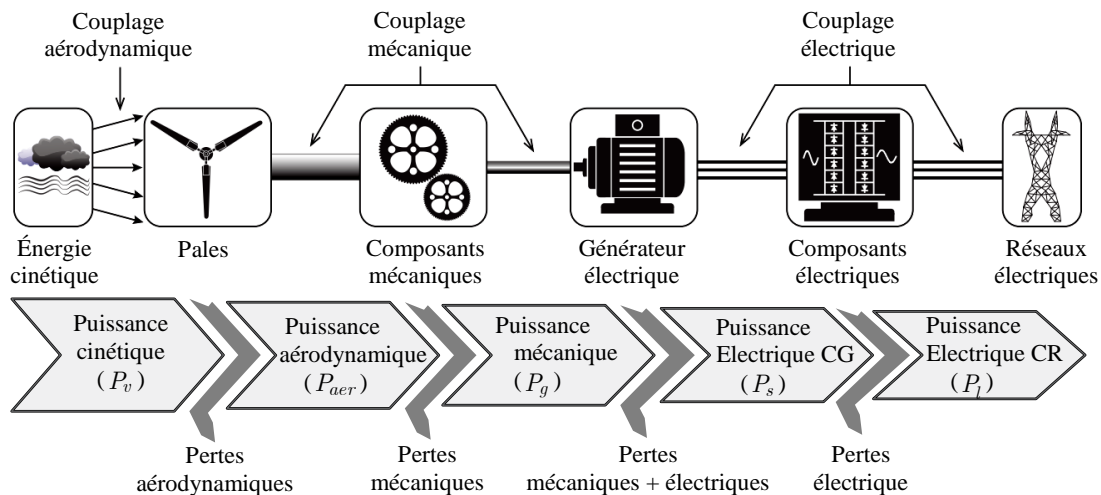


D'autre part, le logiciel WAsP<sup>7</sup> a été appliqué dans des études microclimatiques de divers sites tels que Bejaïa, Bordj Bou Arreridj, Oran et Adrar [Bou-15, Dja-11, Adj-13]. Récemment, *Abdeslam et al.* [Abd-17] ont effectué des comparaisons de potentiel éolien entre Ksar-Chellala, Setif, Tiaret et M'Sila. Ils ont démontré que les deux dernières régions sont plus adaptées à l'installation de parcs éoliens que d'autres.

Cependant, l'Algérie étant un très grand pays, avec une superficie d'environ 2,3 millions de km<sup>2</sup>, l'identification des emplacements des parcs éoliens est une tâche qui repose essentiellement sur la cartographie préliminaire des atlas éoliens qui peut fournir des premières données et des lignes directrices sur le potentiel éolien. Ensuite, les régions les plus éligibles à l'implantation de parcs éoliens conduisant ultérieurement à une analyse à micro-échelle.

#### I.4. Système de conversion de l'énergie éolienne

Le schéma fonctionnel d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne est illustré dans la Figure I. 12. Le concept des éoliennes consiste à transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique en utilisant divers composants mécaniques et électriques [Ben-17].



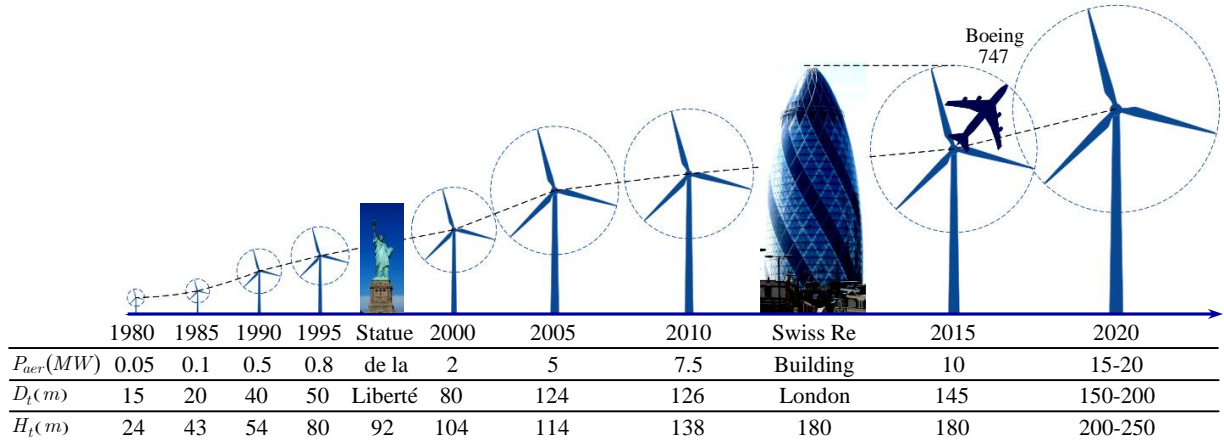
**Figure I. 12 :** Schéma fonctionnel du système de conversion éolienne.

##### I.4.1. Gamme de puissances des éoliennes

Avec le développement récent et le besoin de fournir des puissances croissantes aux réseaux électriques, les constructeurs et les chercheurs mettent au point des éoliennes de plus en plus puissantes et donc plus grandes, ce que représente la Figure I. 13. Pour capter le maximum de l'énergie du vent, on cherche à ce que l'hélice balaie une surface où la puissance du vent est maximale. Pour

<sup>7</sup> WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) est un logiciel pour prédire les changements dans les vitesses du vent, les ressources éoliennes et les rendements énergétiques des éoliennes et des parcs éoliens.

cela les éoliennes sont très haut perchées pour ne pas subir les effets de sol qui amortir et freinent le vent [All-17].



**Figure I. 13:** Evolution de la taille des éoliennes ( $P_{aer}$  : puissance aérodynamique,  $D_t$  : diamètre des pales,  $H_t$  : hauteur) [Yar-16].

La puissance de sortie d'une éolienne est proportionnelle au carré d'un diamètre de la surface circulaire balayée par la turbine et la vitesse du vent. Les grandes turbines peuvent capter une énergie cinétique plus élevée avec des coûts d'installation et de maintenance inférieurs par rapport au groupe de petites turbines. De ce fait, la taille des éoliennes commerciales a augmenté de façon exponentielle au cours des 30 dernières années, comme le montre la Figure I. 13. La puissance de la turbine est passée de 50 kW en 1980 à 7,5 MW en 2010 [Bla-05, Lis-11, Wu-11]. Il est prévu que des turbines de 10 à 15 MW seront développées dans un proche avenir avec des diamètres de la surface circulaire balayée par la turbine supérieurs à 150 m, soit environ le double de la longueur d'un **Boeing 747**. Les éoliennes offshores (en mer) attirent également de plus en plus l'attention de nos jours parce que la production d'énergie peut être augmentée à l'aide d'un vent plus fort et stable.

#### I.4.2. Architecture d'une éolienne

Si le principe de base des turbines éoliennes reste inchangé, à savoir une double conversion énergétique (énergie cinétique du vent, énergie mécanique sur l'arbre et énergie électrique), les technologies mises en œuvre ont, quant à elles, énormément évolué ces deux dernières décennies. L'éolienne, la plus utilisée, à axe horizontal se compose d'une tour et d'une nacelle montée au-dessus de la tour. La nacelle contient plusieurs composants qui contribuent chacun par une fonction spécifique dans le processus de la double conversion énergétique. La Figure I. 14, montre les principaux composants d'une éolienne à axe horizontal.

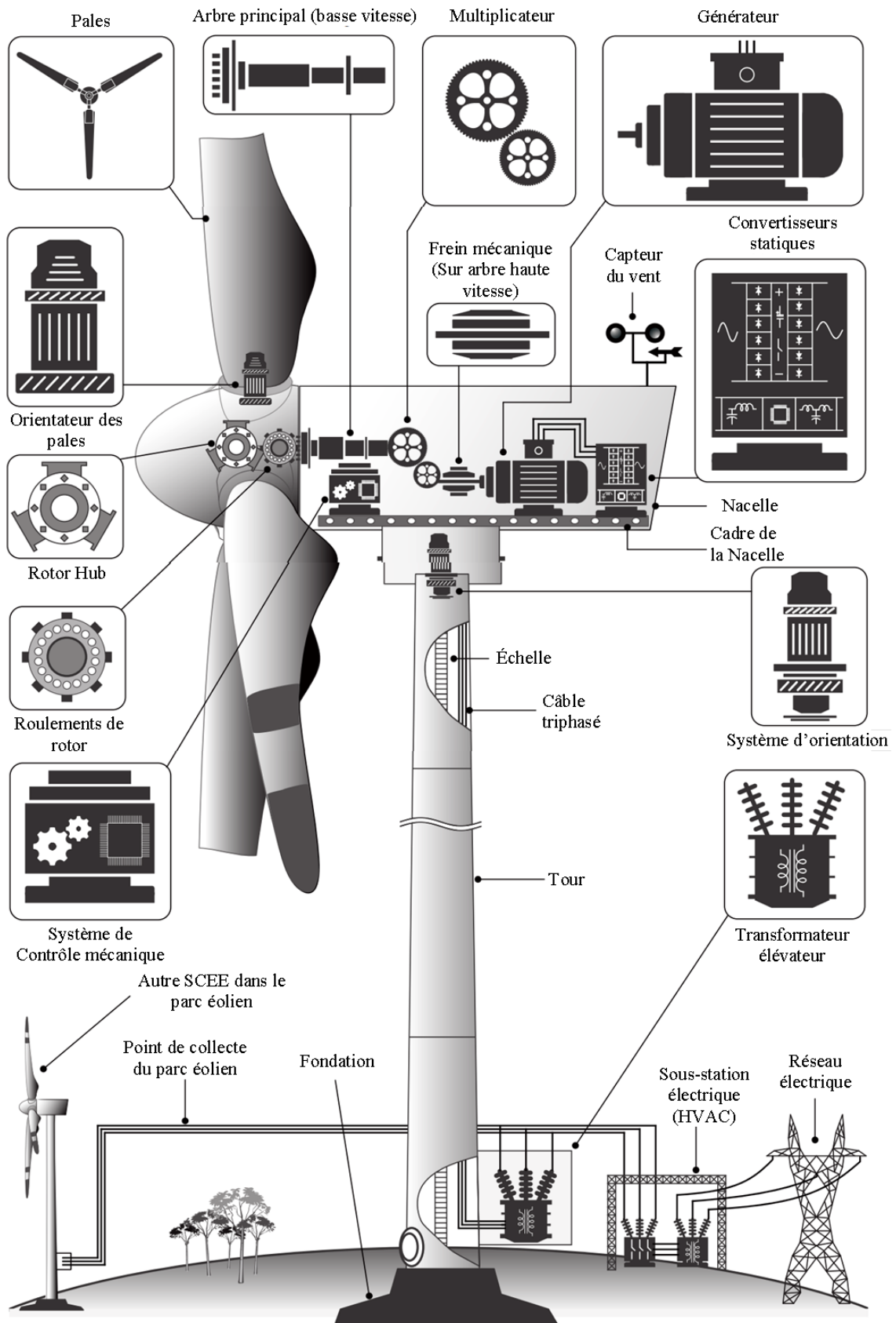
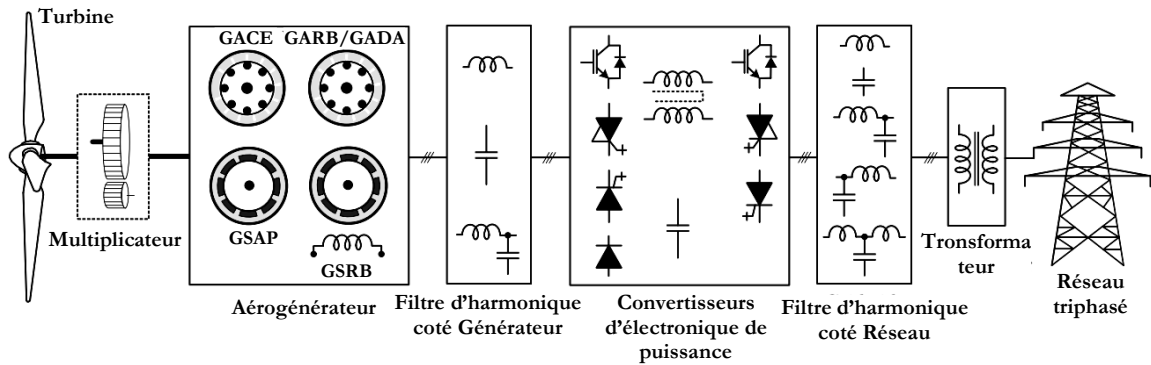


Figure I. 14: Eléments constituant une éolienne à axe horizontal [Yar-16].

## I.5. Principaux composants d'un SCEE connecté au réseau électrique

La configuration de base du système éolien connecté au réseau électrique est représentée sur la Figure I. 14. Le système est constitué de plusieurs composants qui réalisent la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, d'une manière fiable et efficace. Les principaux composants d'un SCEE peuvent être classés en deux aspects; mécanique et électrique. Les composants mécaniques comprennent la tour, la nacelle, les pales, le multiplicateur, le capteur de la vitesse du vent (anémomètre), le frein mécanique, le système de contrôle mécanique, le système d'orientation des pales (Pitch Drive en anglais), et le système d'orientation de la nacelle (Yaw Drive en anglais). Les composants électriques comprennent un aérogénérateur électrique, un convertisseur d'électronique de puissance, un filtre d'harmoniques coté générateur, un filtre d'harmoniques coté réseau électrique, un transformateur élévateur et le point de connexion au réseau électrique (Figure I. 15).



**Figure I. 15:** Configuration de base d'un SCEE connecté au réseau électrique.

L'énergie cinétique du vent est d'abord convertie en énergie mécanique à l'aide des pales de la turbine. La tour, la nacelle et le moyeu du rotor fournissent un support mécanique aux pales du rotor. L'efficacité de la conversion cinétique à la mécanique dépend de nombreux facteurs tels que la forme des pales du rotor, l'angle des pales, la vitesse du vent, la densité de l'air, ... etc.

Un générateur électrique est utilisé pour convertir l'énergie mécanique de rotation du rotor en énergie électrique. De nombreuses génératrices éoliennes, telles que la Génératrice Asynchrone à Cage d'Ecureuil (GACE), la Génératrice Asynchrone à Rotor Bobiné (GARB), la Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA), la Génératrice Synchrones à Aimant Permanent (GSAP) et le Génératrice Synchrones à Rotor Bobiné (GSRB), ont été développés au cours des 30 dernières années. Les principales caractéristiques, avantages et inconvénients de chacune de ces génératrices sont résumés dans le Tableau I. 1.

L'amplitude et la fréquence de la tension de sortie du générateur dépendent de la vitesse du vent. Le générateur peut être couplé directement au réseau électrique ou bien il peut être relié par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance. Comme on va le décrire à la section suivante, dif-

férentes combinaisons de génératrices électriques et des convertisseurs statiques peuvent être utilisées pour former une grande variété de configurations d'un SCEE.

**Tableau I. 1 :** Avantages et inconvénients des aérogénérateurs [Bou-17].

Génératrices	Avantages	Inconvénients
<b>GACE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Construction simple et robuste,</li> <li>✓ Coût de maintenance réduit,</li> <li>✓ Oscillations de couple faibles,</li> <li>✓ Largement disponible pour les applications en MW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✗ Nécessité de compensation de puissance réactive,</li> <li>✗ Grande intensité du courant d'appel lors de la connexion au réseau,</li> <li>✗ Nécessite d'une boîte de vitesse,</li> <li>✗ Augmentation des pertes et de la complexité du système de commande.</li> </ul>
<b>GARB et GADA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Le coût de convertisseur réduit,</li> <li>✓ Réduction des pertes et amélioration de l'efficacité,</li> <li>✓ Compensation de puissance réactive flexible,</li> <li>✓ Taille compacte.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✗ Coûts d'équipement et de la maintenance relativement élevés,</li> <li>✗ Bagues collectrices sont sensibles et ont besoin d'entretien régulier,</li> <li>✗ Sensible aux perturbations du réseau.</li> </ul>
<b>GSRB</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Contrôle de la puissance active et réactive indépendant,</li> <li>✓ Fonctionnement à couple élevé peut être atteint,</li> <li>✓ Élimine le besoin de boîte de vitesse.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✗ Coûts d'équipement et de la maintenance relativement élevés,</li> <li>✗ Nécessité de circuit d'excitation supplémentaire,</li> <li>✗ Poids énorme si elle est utilisée pour entraînement direct.</li> </ul>
<b>GSAP</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Contrôle de la puissance active et réactive indépendant,</li> <li>✓ Faibles contraintes mécaniques</li> <li>✓ Fonctionnement à couple élevé peut être atteint,</li> <li>✓ Élimine le besoin de bagues collectrices, excitation,</li> <li>✓ Réduction des coûts de maintenance,</li> <li>✓ Pertes de rotor inférieur et un rendement élevé.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✗ Coûts d'équipement élevés en raison d'aimant permanent,</li> <li>✗ Démagnétisation éventuelle d'aimant permanent,</li> <li>✗ Poids importants des générateurs à basses vitesses,</li> <li>✗ Pertes plus élevées dans le convertisseur de puissance.</li> </ul>

Les harmoniques de commutation sont inévitables lors de l'utilisation de convertisseurs de puissance. Pour résoudre ce problème, des filtres d'harmoniques sont utilisés dans les convertisseurs côté générateur (CG) et côté réseau (CR). Le filtre d'harmoniques côté générateur permet de réduire la distorsion harmonique des courants et tensions coté générateur. Cela conduit à une réduction des pertes d'harmoniques engagés dans le noyau magnétique et les enroulements du générateur. Le filtre d'harmoniques dans le convertisseur côté réseau aide à répondre aux exigences harmoniques strictes spécifiées par les codes d'utilisation des réseaux électriques [Wu-11, Roc-10].

La sortie du filtre d'harmoniques côté réseau est connectée à un réseau triphasé (point de collecte) via un transformateur élévateur. En faisant fonctionner le convertisseur d'électronique de puissance au niveau de tension du point de collecte, le besoin d'un transformateur élévateur peut être évité.

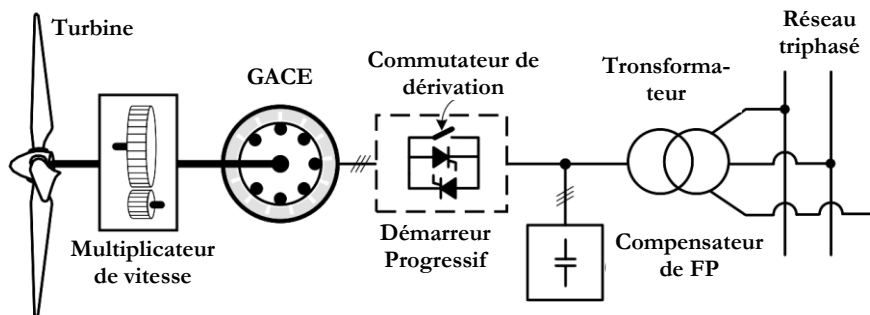
## I.6. Les configurations commerciales du SCEE

Les principaux composants électriques de SCEE sont le générateur et le convertisseur électronique de puissance. Comme le montre les figures suivantes, en utilisant des conceptions et des combinaisons différentes avec ces deux éléments, une grande variété de configurations peut être obtenues telles que [Bla-04, Dua-09, Bla-11, Yan-12, Yar-15] :

- **Type-1** : Le système utilisant la GACE avec une plage de vitesse de  $\pm 1\%$ ,
- **Type-2** : Le système utilisant la GARB avec une plage de vitesse de  $\pm 10\%$ ,
- **Type-3** : Le système utilisant la GADA avec une plage de vitesse de  $\pm 30\%$ ,
- **Type-4** : Le système utilisant la GSAP/GSRB/GACE avec une plage de vitesse de 0–100%.

### I.6.1. Type-1 : SCEE à vitesse fixe à base d'une GACE

Un système éolien à vitesse fixe basé sur la GACE sans interface de convertisseur d'électronique de puissance (SCEE de type-1) est illustré sur la Figure I. 16, où la génératrice est connectée au réseau électrique à travers un démarreur progressif et un transformateur élévateur [Li-08]. Il s'agit de la technologie la plus ancienne développée pour les éoliennes (c'est un concept « Danois »). Dans les SCEE à haute puissance, la GACE contient 4 ou 6 pôles pour un fonctionnement à 50 ou 60 Hz, respectivement. La vitesse du génératrice varie de 1% autour de la vitesse de synchronisation correspondante à différentes vitesses de vent, et cette configuration est donc appelée SCEE à vitesse fixe.



**Figure I. 16:** Type-1 : SCEE à vitesse fixe ( $\pm 1\%$ ) à base d'un GACE.

Une boîte de vitesses (Multiplicateur) est normalement nécessaire pour correspondre à la différence de vitesse entre la turbine et la génératrice. Après l'étape de démarrage, le démarreur progressif est contourné par un interrupteur et le système fonctionne essentiellement sans convertisseur

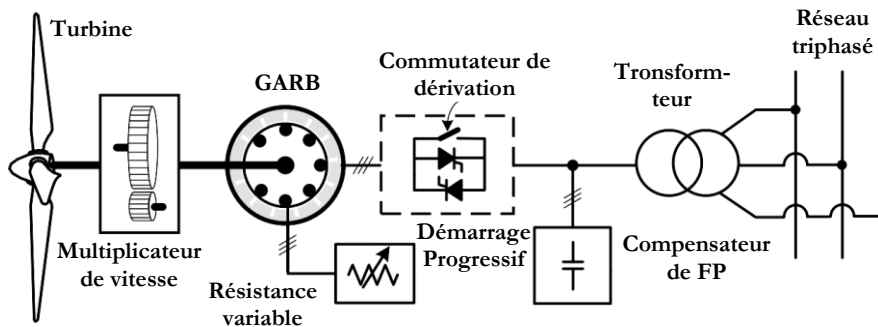
d'électronique de puissance. Une batterie de condensateurs est généralement nécessaire pour compenser la puissance réactive absorbée par la génératrice [Dix-05].

Cette configuration se caractérise par sa simplicité, ses faibles coûts et son fonctionnement fiable. Les principaux inconvénients comprennent: (i) l'efficacité de conversion énergétique faible; (ii) les changements dans le profil de vitesse du vent reflètent au réseau; et (iii) les défauts du réseau provoquent de fortes contraintes sur les composants mécaniques de l'éolienne [Pap-01]. Les éoliennes à vitesse fixe sont équipées de matériel supplémentaire, tel que STATCOM, pour se conformer aux codes des réseaux électriques [Mol-09, Hos-10].

Malgré ses inconvénients, cette configuration a été acceptée par l'industrie éolienne et des modèles commerciaux sont disponibles dans la gamme de MW telles que: (i) **Vestas V82** 1,65 MW; et (ii) **Siemens SWT 2.3-101** 2,3 MW. Il convient de noter que les turbines à vitesse fixe étaient populaires jusqu'à la dernière décennie et que cette technologie devient lentement rare en raison de ses inconvénients inhérents.

### I.6.2. Type-2 : SCEE à vitesse variable à base d'une GARB

Le fonctionnement à vitesse variable de l'éolienne augmente l'efficacité de la conversion énergétique et réduit les contraintes mécaniques causées par les rafales de vent, réduit l'usure de la boîte de vitesses et des roulements, réduit les exigences de maintenance et augmente ainsi le cycle de vie. Le SCEE à vitesse variable utilisant GARB est illustré à la Figure I. 17.



**Figure I. 17:** Type-2 : SCEE à vitesse variable ( $\pm 10\%$ ) à base d'un GARB.

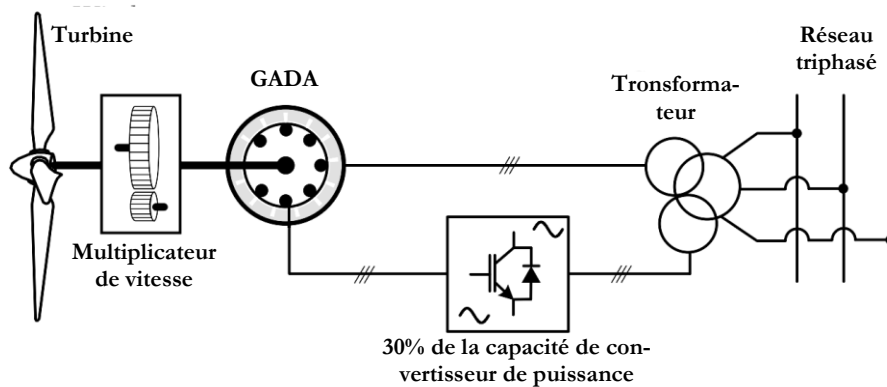
La structure principale de ce concept est similaire à un système éolien à vitesse fixe, mais la génératrice utilisée est une génératrice à induction à rotor bobiné (GARB). Ceci permet de contrôler la résistance rotorique totale à travers une interface d'électronique de puissance « embarquée » sur le rotor de la machine. Le contrôle de cette interface permet d'obtenir une résistance rotorique variable. Ceci permet une variation de vitesse de l'ordre de 10% au-delà de la vitesse de synchronisme, augmentant sensiblement l'énergie captée et réduisant l'influence des oscillations de puissance dues aux fluctuations du vent et permet de maintenir un couple élevé aux forts glissements sans accroître le courant statorique [Lav-05]. Cette configuration est souvent appelée commande

Optislip [Kha-08] et nécessite également une boîte de vitesse, un démarreur progressif et une compensation de puissance réactive.

Le SCEE à base d'un GARB avec une résistance variable du rotor est sur le marché depuis les années 1990 avec une puissance nominale allant jusqu'à quelques mégawatts. Quelques exemples des modèles commerciaux sont: (i) **Vestas V66** 2.0 MW; et (ii) **Suzlon Energy S88** 2,1 MW. Cette configuration devient également moins importante chez les fabricants d'éoliennes en raison de sa plage de vitesse limitée et de sa faible efficacité de conversion énergétique.

### I.6.3. Type-3 : SCEE à vitesse variable à base d'une GADA

Un autre SCEE à vitesse variable utilisant la GADA est représenté sur la Figure I. 18 (turbine de type-3) [Lop-07]. Comme son nom l'indique, la puissance du générateur est envoyée au réseau par le biais des enroulements du stator et du rotor. Un convertisseur d'électronique de puissance est employé dans le circuit du rotor pour transiter environ de 30% de la puissance nominale de la génératrice. Similaire à celles des SCEE de type 1 et 2, cette configuration utilise également la boîte de vitesses, mais il n'y a pas besoin de démarreur progressif et de compensation de puissance réactive [Xu-06].



**Figure I. 18:** Type-3 : SCEE à vitesse variable ( $\pm 30\%$ ) à base d'une GADA.

L'utilisation des convertisseurs de puissance permet un flux de puissance bidirectionnel dans le circuit du rotor et augmente la plage de vitesse du générateur. Ce système présente une efficacité de conversion de puissance globale améliorée en effectuant un suivi de point de puissance maximale (MPPT) [Dat-03], une plage de vitesse étendue ( $\pm 30\%$ ), des performances dynamiques améliorées et une robustesse contre les perturbations par rapport au type 1 et 2 [Fla-08]. Ces caractéristiques ont fait du SCEE à base GADA l'une des technologies dominantes dans l'industrie éolienne actuelle avec une part de marché d'environ 50% [Lis-11, Car-13].

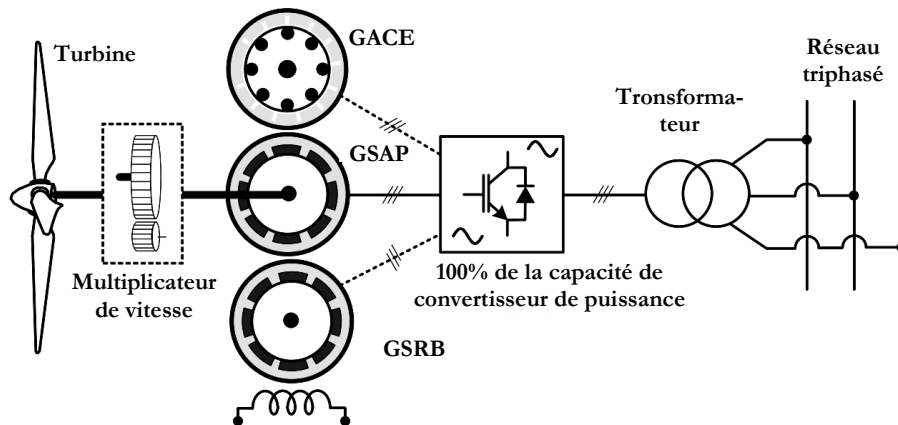
La capacité de la traversée des pannes est limitée en raison du convertisseur de puissance à échelle partielle. La boîte de vitesses augmente le coût global de la turbine et le poids, et nécessite également un entretien régulier. De plus, le convertisseur de puissance est connecté aux enroulements du



rotor via des bagues collectrices et des balais. La durée de vie moyenne des brosses est de 6 à 12 mois seulement, et donc un entretien régulier est essentiel pour ces turbines. Ces inconvénients majeurs ont empêché ces turbines d'être utilisées dans des parcs éoliens offshore où les coûts de maintenance sont assez élevés. Voici quelques modèles commerciaux de SCEE à base de GADA de type 3: (i) **REpower 6,0 MW**, (ii) **Bard 5,0 5,0 MW** et (iii) **Acconica AW-100/3000 3,0 MW**.

#### I.6.4. Type-4 : SCEE à vitesse variable à base d'une GSAP/GSRB/GACE

Les performances du SCEE peuvent être considérablement améliorées grâce à l'utilisation de convertisseurs de puissance, dimensionnés à la puissance nominale (100%), comme le montre la Figure I. 19 (turbine de type 4) [Chi-06, Bue-08, Tah-16]. Dans cette configuration, la génératrice peut être GSAP, GSRB ou GACE avec une puissance pouvant aller jusqu'à plusieurs mégawatts. Étant donné que les convertisseurs de puissance doivent être évalués de la même manière que la capacité du générateur, alors, la taille, le coût et la complexité du système global augmentent. De plus, les pertes dans le convertisseur de puissance sont plus élevées, ce qui réduit le rendement. Cependant, avec le convertisseur de puissance à grande échelle, le générateur est totalement découplé au réseau et peut fonctionner sur toutes les plages de vitesse.



**Figure I. 19:** Type-4 : SCEE à vitesse variable (0-100%) à base d'un GACE/GSAP/GSRB.

Les convertisseurs permettent également au système de réaliser une compensation de puissance réactive et une connexion lisse au réseau électrique. L'efficacité de conversion de l'énergie éolienne est la plus élevée par rapport à d'autres types de SCEE [Kou-06]. La meilleure gestion des pannes grâce à la conformité peut également être obtenue sans aucun matériel externe. Bien que le coût du convertisseur de puissance soit élevé, il ne représente qu'une petite fraction (environ 7% à 12%) du coût total de l'éolienne [Car-06]. Le besoin de la boîte de vitesse peut être éliminé en utilisant un nombre de pôles élevés GSAP/GSRB. Cette configuration est plus robuste contre les défauts de réseau par rapport aux turbines de type 1, 2 et 3 [Con-08]. Voici quelques modèles commerciaux de type 4: (i) **Enercon E126 7,5 MW**; (ii) **Multibrid M5000 5 MW** et (iii) **Vestas V-112 3 MW**.

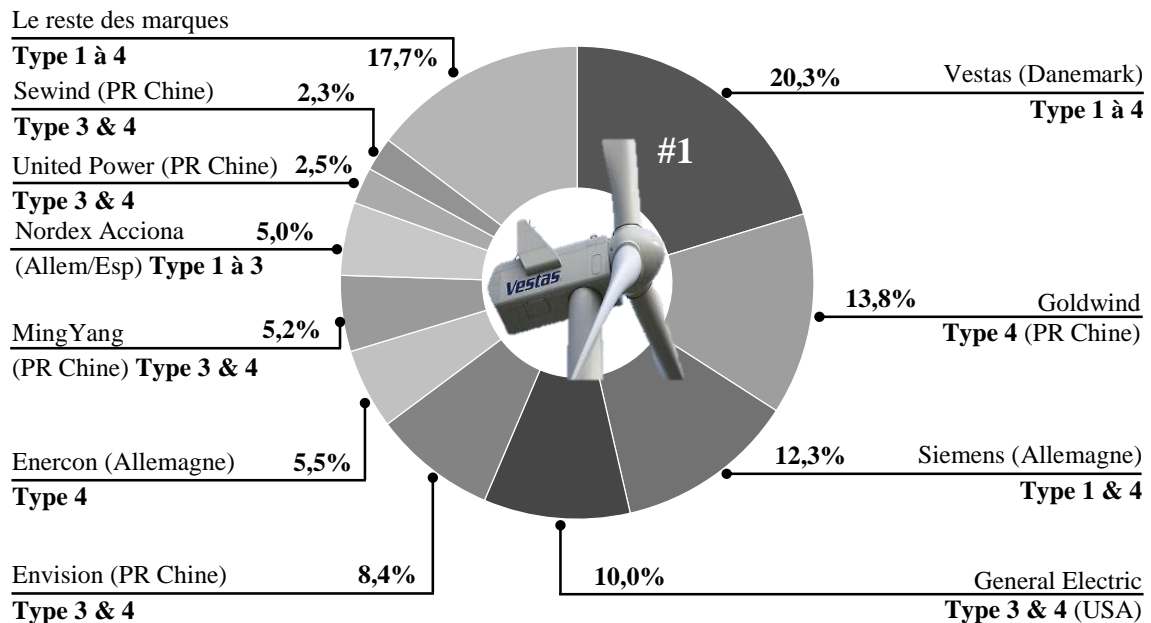
### I.6.5. Comparaison entre les différentes configurations de SCEE

Le Tableau I. 2 représente une synthèse sur les quatre types de configurations de SCEE. Des comparaisons et des analyses sont effectuées sur les aspects suivants : la génératrice, la configuration du convertisseur de puissance, la capacité du convertisseur de puissance, la plage de vitesse réalisable, l'exigence du démarreur progressif, la boîte de vitesses, le compensateur de puissance réactive externe, la capacité MPPT, le contrôle de la puissance aérodynamique, réaction à défauts qui affectent le réseau électrique (Fault-Ride-Through « FRT » en anglais), l'état de la technologie et la pénétration du marché. Chaque configuration a ses propres mérites, démérites et applications pratiques.

**Tableau I. 2** : Résumé des quatre types de configurations de SCEE [Yar-15]

Configuration	Vitesse fixe		Vitesse variable			
	Type-1	Type-2	Type-3	Type-4		
<b>Génératrice</b>	GACE	GARB	GADA	GACE	GSAP	GSRB
<b>Convertisseur de puissance</b>	Aucun	Diode +chopper	AC/DC+DC/AC (ou AC/DC+DC/DC+DC/AC (ou) AC/AC)			
<b>Capacité de convertisseur</b>	0%	10%	30%	100%	100%	100%
<b>Plage de vitesse</b>	±1%	±10%	±30%	0-100%	0-100%	0-100%
<b>Démarreur progressif</b>	Nécessaire	Nécessaire	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun
<b>Boîte de vitesse</b>	3 - Étages	3 - Étages	3 - Étages	3 - Étages	3 / 2 / 1 / 0 - Étages	
<b>Commande de puissance aérodynamique</b>	Active Stall, Stall, Pitch	Pitch	Pitch	Pitch	Pitch	Pitch
<b>Compensation de puissance réactive externe</b>	Nécessaire	Nécessaire	Pas nécessaire	Pas nécessaire	Pas nécessaire	Pas nécessaire
<b>Opération MPPT</b>	Non applicable	Limitée	Réalisable	Réalisable	Réalisable	Réalisable
<b>Réaction à FRT</b>	Par matériel externe	Par matériel externe	Par le contrôle des convertisseurs d'électronique de puissance			
<b>État de la technologie</b>	Dépassé	Dépassé	Très mature	Émergentes		Matures
<b>Pénétration actuelle du marché</b>	Peu/Pas de fabrication	Peu/Pas de fabrication	La 1 <sup>er</sup> conf. (>50%)	Peu de fabrication	La 2 <sup>ème</sup> conf.	Peu de fabrication
<b>Exemples des modèles</b>	Vestas V82	Suzlon S88	REpower 6	Siemens SWT-3.6	Enercon E-126	Enercon E-126

Pour donner une idée sur la popularité de chaque une des configurations des systèmes de conversion d'énergie éolienne dans l'industrie d'éoliennes, la contribution des 10 principaux fabricants des systèmes éoliens en 2018 et leurs technologies de générateur (Type-i) est illustrée à la Figure I. 20. Globalement, les producteurs européens occupent une part importante de l'offre des technologies éoliennes. En 2018, quelque 37 fabricants d'éoliennes ont installé environ 20641 éoliennes individuelles dans le monde [GWEC-19.b]. En 2018, La société danoise **Vestas** reste le plus grand fournisseur mondial d'éoliennes avec plus de 60000 éoliennes installées, une capacité totale de plus de 100 GW et des installations de fabrication en Amérique du Nord et en Amérique latine, en Europe et en Asie. La marque **Vestas** a fourni à elle seule 20% des installations éoliennes mondiales en 2018, avec un taux d'installation d'une éolienne sur cinq, dominant ainsi le côté de l'offre de l'industrie éolienne grâce à sa longue expérience et à sa présence croissante sur le marché [GWEC-19.b]. Les fabricants **Goldwind**, **WT Siemens**, **GE Energy**, **Envision**, **Enercon**, **MingYang**, **Nordex Acciona**, **United Power** et **Sewind** occupent les 2 à 10 premières positions consécutives.



**Figure I. 20:** Contribution des 10 premiers fabricants d'éoliennes et leur part de marché en 2018 [GWEC-19.b].

La société **WT Siemens Gamesa** détenait plus de 12% de la part de marché totale en 2018, tandis que d'autres fournisseurs allemands comme **Enercon** et **Senvion** ont baissé la liste en raison de la baisse des installations en Allemagne. Les producteurs chinois d'éoliennes gagnent progressivement en importance (**Goldwind** était le deuxième fournisseur d'éoliennes en 2018). Néanmoins, leur force a été principalement tirée par la croissance du marché locale chinois, leur rôle international restant limité. En raison de la bonne performance du marché américain, **General Electric RE** est resté le quatrième fournisseur.

Les SCEEs de type-3 (GADA), qui détiennent la part de marché la plus élevée, sont utilisées par 8 des 10 grands fabricants. Environ 100 modèles différents de turbines GADA sont proposés par les constructeurs SCEE. Les turbines de type-4 sont produites par tous les fabricants. Les SCEEs les plus vendus sur le marché utilisent les technologies de type 3 et 4. Les futures annonces de projets des fabricants de systèmes éoliens indiquent que la technologie de type 4 conquiert le marché dans les années à venir.

## **I.7. Topologies du système de conversion éolienne de Type-4**

De nombreuses configurations génératrice-convertisseur ont été développées au cours des dernières décennies dans le but d'augmenter l'efficacité du SCEE, de réduire les coûts de production et de se conformer aux exigences du code des réseaux électriques. La classification des convertisseurs de puissance de l'éolienne est une question complexe et il est impossible de classer tous les convertisseurs basés sur un paramètre/fonctionnement [Tah-17]. Dans cette thèse, nous avons classé les configurations en deux groupes différents pour faciliter la discussion et en précisant le type étudié.

### **I.7.1. Le système de conversion bidirectionnelle**

Les convertisseurs de puissance, qui sont identiques du côté génératrice et du côté réseau, et reliés par un bus continu, sont classés comme convertisseurs connectés Back-To-Back (BTB). Ils effectuent une conversion de la tension/fréquence de sortie variable de la génératrice en courant continu, puis du courant continu en courant alternatif, avec une tension/fréquence fixe pour le raccordement au réseau électrique. Le flux d'énergie est bidirectionnel, et donc les convertisseurs BTB peuvent être utilisés avec GACE, GSAP et GSRB. Les convertisseurs BTB sont classés comme convertisseurs basse tension (<1 kV) et moyenne tension (1-35 kV) selon la norme IEC 60038. Dans cette section, nous présentons juste les convertisseurs basse tension.

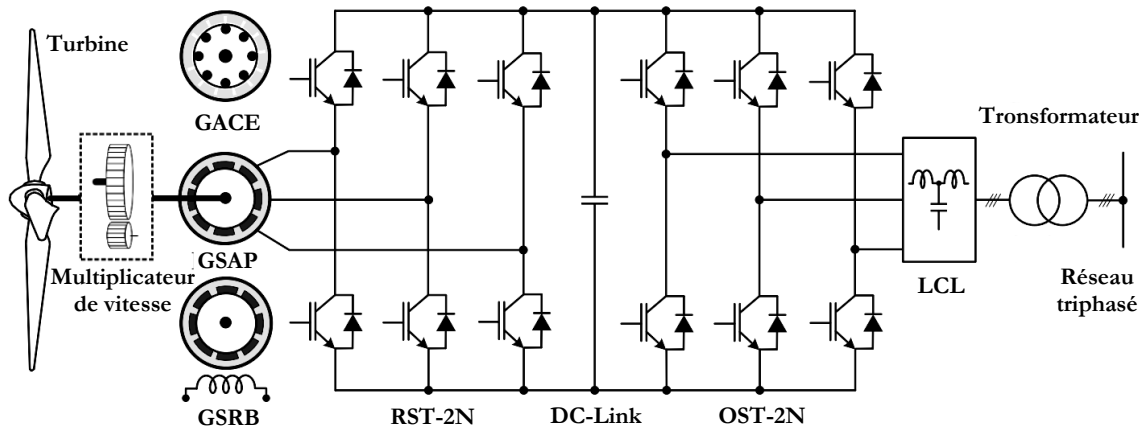
#### **I.7.1.1.**

### **Système à un convertisseur statique BTB à deux niveaux**

La figure I. 21 représente la configuration d'un SCEE de type-4 en utilisant des Convertisseurs Source de Tension à deux niveaux (CST-2N) [Xin-13]. Le Redresseur Source de Tension (RST) et l'Onduleur Source de Tension (OST) sont connectés par un bus continu composé de condensateurs connectés en parallèle. Les condensateurs de bus continu assurent le découplage entre la commande de la RST et OST, et donc les transitoires dans la génératrice n'apparaissent pas côté réseau électrique [Gen-10]. Les dispositifs de commutation à semi-conducteurs sont réalisés à l'aide de transistors bipolaires à grille isolée (BT-IGBT). Les aérogénérateurs GSAP [Gen-10], GSRB [Mal-09] et GACE [Ked-12, Fer-11] peuvent être utilisés pour cette configuration.

La fréquence de commutation des deux convertisseurs est maintenue à 1–3 kHz pour réduire les pertes de commutation [Zen-07]. Le courant du réseau électrique contient une Distorsion Harmo-

rique Totale (THD) plus élevée. Pour respecter les codes de réseau électrique, des filtres LCL sont utilisés côté réseau [Roc-10]. Le filtre d'harmoniques côté génératrice n'est pas illustré. En raison de la production en série de modules de conversion triphasée, le coût de ces convertisseurs est relativement faible.

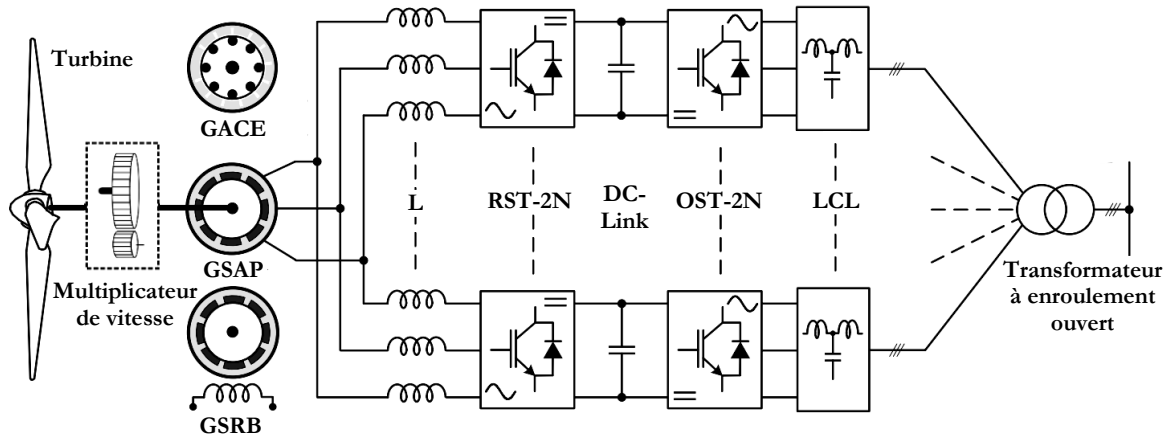


**Figure I. 21:** SCEE de type-4 connecté avec un convertisseur source de tension (BTB) à deux niveaux.

#### 1.7.1.2. Système à plusieurs convertisseurs BTB connectés en parallèle

Cette configuration conduit à un déclassement du convertisseur de puissance en raison d'un décalage des caractéristiques des IGBT et la disposition non symétrique des circuits du convertisseur. Afin de minimiser les courants circulations entre les commutateurs, de nombreuses considérations de conception doivent être correctement traitées ; telles que le partage statique et dynamique des IGBT, la disposition physique des pilotes de porte, des modules IGBT et des condensateurs de bus continu. Les courants circulant traversent les interrupteurs IGBT, augmentent les pertes dans ces derniers et peut-être les endommagent. Pour éviter les problèmes mentionnés ci-dessus, les convertisseurs CST triphasés ainsi que les filtres d'harmoniques peuvent être connectés en parallèle au lieu de passer par des modules IGBT. Pour des puissances nominales élevées, davantage de modules de conversion peuvent être connectés en parallèle comme indiqué sur la Figure I. 22. Le bus continu peut également être configuré comme un élément commun à tous les convertisseurs pour réduire les coûts et l'espace [Xu-11].

Cette configuration offre une efficacité énergétique et redondante. Par exemple, lorsque la vitesse du vent est faible, un ou plusieurs convertisseurs peuvent être désactivés, ce qui améliore l'efficacité du système. Lorsqu'un convertisseur échoue, d'autres convertisseurs peuvent toujours fournir de la puissance, mais avec une capacité globale réduite. De plus, en faisant fonctionner les convertisseurs en mode entrelacé, la fréquence de commutation équivalente du convertisseur peut être augmentée, produisant ainsi moins de THD en courants côté génératrice et côté réseau.



**Figure I. 22:** SCEE de type-4 connecté avec plusieurs convertisseurs de source de tension (BTB) à deux niveaux en parallèles.

En raison d'un décalage dans les paramètres du convertisseur et du filtrage côté réseau, les courants circulants existent à la fois dans la génératrice et dans les convertisseurs côté réseau. Ce problème doit être pris en compte dans la conception du contrôleur. Côté générateur, des filtres (L) sont connectés entre chaque convertisseur pour réduire les courants circulants. Afin de minimiser les courants de circulation, des transformateurs à enroulement ouvert peuvent également être utilisés côté réseau.

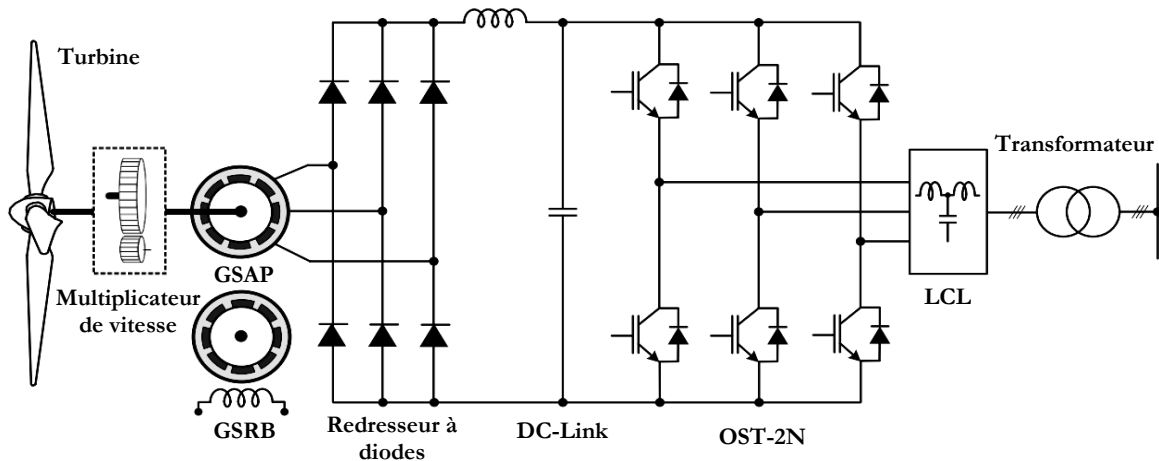
## I.7.2. Le système de conversion unidirectionnelle

Les topologies BTB discutées précédemment permettent un fonctionnement à quatre quadrants. Mais dans les SCEE, le flux énergétique est unidirectionnel, c'est-à-dire du générateur au réseau. Pour réduire le coût et la complexité du système, des convertisseurs passifs (pont à diodes) peuvent être utilisés côté génératrice au lieu de convertisseurs actifs à MLI [Wan-11]. Les redresseurs à pont de diodes sont par nature moins coûteux et plus fiables que les convertisseurs à MLI. Dans la GSAP et la GSRB, le flux rotorique est généré par des aimants permanents et le champ d'excitation rotorique, respectivement. Pour cette raison, le système de conversion de puissance du côté génératrice dans les éoliennes à base de GSAPs/GSRBs peut être réalisé en utilisant des convertisseurs passifs [Di-11]. L'inconvénient majeur des systèmes de conversion unidirectionnelle est que le couple de la génératrice contient des ondulations plus élevées en raison des 5<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> harmoniques significatives dans le THD de courant de la génératrice [Xia-11.a, Xia-11.b].

### I.7.2.1. Système de conversion unidirectionnelle simple

La configuration de convertisseur de puissance pour un SCEE de type-4 avec un redresseur à diode et un convertisseur source de tension à deux niveaux (CST-2N) est présentée sur la Figure I. 23. Cette topologie offre un faible coût, une solution de faible poids par rapport à un convertisseur

statique (back-to-back) à deux niveaux. La tension de sortie de la génératrice est convertie en tension continue par le redresseur à diodes qui est ensuite reconverti en tension alternative par un convertisseur de source de tension à deux niveaux. Au cours de faibles vitesses de vent, la tension de sortie du redresseur à diodes devient nettement plus faible. Comme indiqué précédemment, pour transférer l'énergie produite au réseau électrique, la tension du bus continu doit être supérieure à la valeur crête de la tension composée du réseau. Pour assurer cette condition, la génératrice devrait être sur une tension maximale [Tah-17].

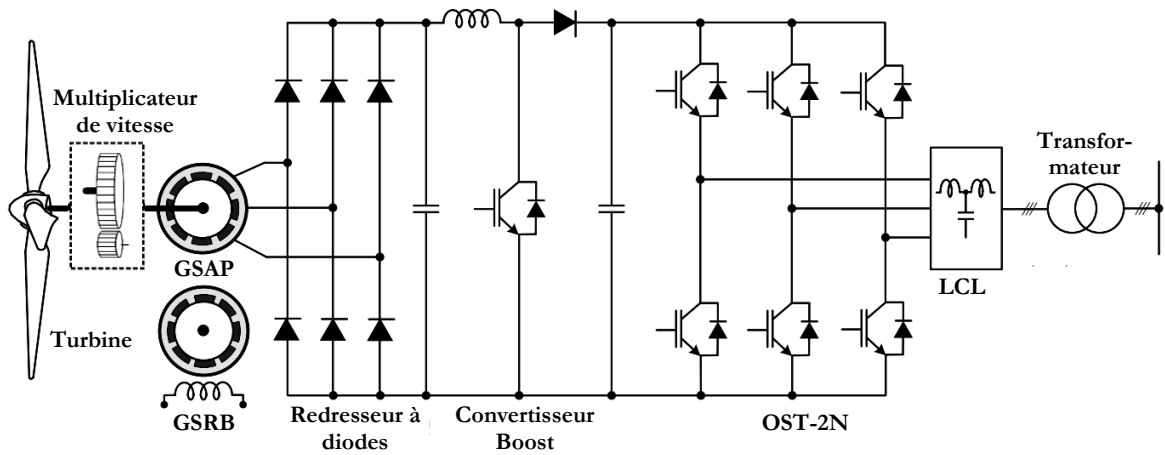


**Figure I. 23:** SCEE de type-4 connecté avec un redresseur à diodes et onduleur source de tension (OST) à deux niveaux.

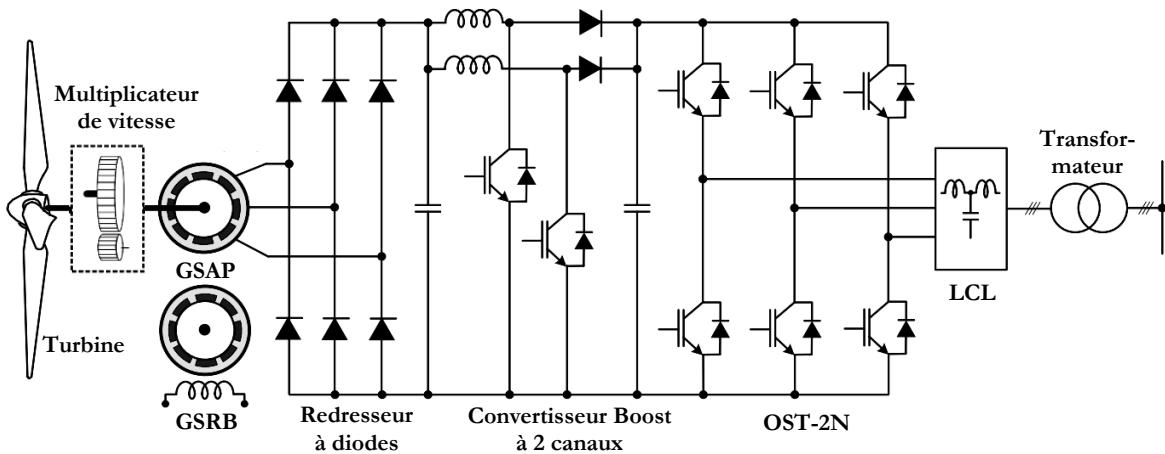
#### I.7.2.2.

### Système de conversion unidirectionnelle avec un convertisseur boost

Pour augmenter le degré de liberté de contrôle, un convertisseur boost peut être utilisé comme une étape intermédiaire. Les SCEE avec un redresseur à diodes suivi d'un convertisseur DC/DC de type boost et d'un onduleur triphasé à deux niveaux sont présentés sur la Figure I. 24. La tension triphasée variable de sortie de la génératrice est convertie en tension continue variable par le redresseur à diode et la commande convertisseur boost effectue le suivi du point de puissance maximale, ce qui augmente la capture de l'énergie et améliore l'efficacité globale du système [Sha-12]. Le convertisseur boost augmente la tension du bus continu non régulée vers un niveau plus élevé et approprié pour l'onduleur à MLI. Pour diminuer la taille de la bobine à courant continu, un boost à deux canaux [Shi-08] peut être utilisé comme le montre la Figure I. 25. En utilisant la technique d'entrelacement pour les deux canaux, l'ondulation du courant d'inductance peut être minimisée. La tension nominale des commutateurs à semi-conducteurs est la même que celle de la tension du bus continu, mais la capacité de transport de courant devient la moitié.



**Figure I. 24:** SCEE de type-4 connecté avec un redresseur à diodes, un convertisseur boost et onduleur source de tension (OST) à deux niveaux.



**Figure I. 25:** SCEE de type-4 connecté avec un redresseur à diodes, un convertisseur boost à deux canaux et onduleur source de tension (OST) à deux niveaux.

### I.8. Structure choisie dans le cadre de la thèse

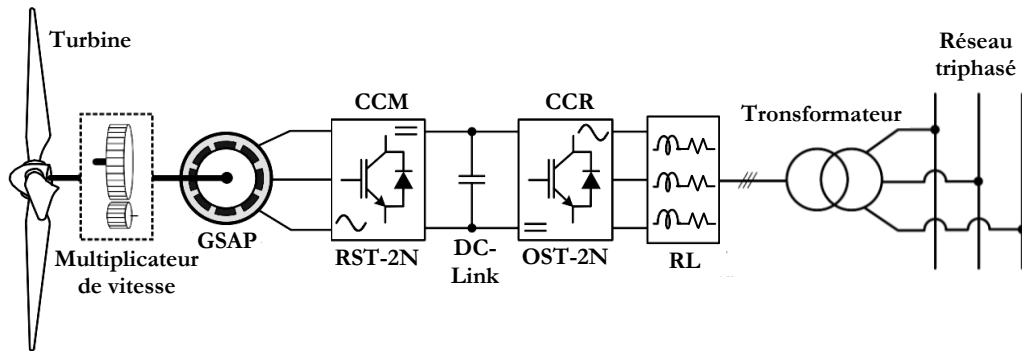
On a vu dans les paragraphes antérieurs que la technologie de la vitesse variable pour les systèmes éoliens peut être réalisée de différentes manières. Cela dépend du type d'aérogénérateur choisi et de la structure d'électronique de puissance sélectionnée.

Dans notre travail, nous envisagerons tout d'abord une réversibilité totale de l'énergie électrique, ce qui élimine les structures à redresseurs à diodes. Ceci nous amène naturellement à la structure de conversion utilisant deux convertisseurs statiques (redresseur et onduleur) à deux niveaux de tension.

La génératrice utilisée est une machine synchrone à aimant permanent qui permet un fonctionnement sur une grande plage de vitesse variable. Le fonctionnement à vitesse variable implique la possibilité d'extraction maximale de la puissance.



De plus, la machine synchrone à aimant permanent présente plusieurs avantages tels que le contrôle indépendant des puissances active et réactive et le fonctionnement à couple élevé ou même maximum peut être atteint. Au contraire de la machine synchrone à rotor bobiné, l'utilisation de la machine à aimant permanent élimine le besoin de bagues collectrices et l'excitation. Ceci entraîne une diminution des contraintes mécaniques et donc une réduction des coûts de maintenance ainsi qu'une diminution des pertes du rotor et par conséquent un rendement élevé.



**Figure I. 26:** SCEE de type-4 à base d'une GSAP.

## I.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait un résumé de l'état de l'art concernant la production d'énergie électrique à travers des SCEE. Nous avons spécifié les avantages et les inconvénients des différentes topologies, notamment au niveau des aérogénérateurs, des convertisseurs d'électronique de puissance et leurs capacités de réglages des puissances active et réactive générées.

L'attention a été attirée sur les diverses topologies à vitesses variables qui peuvent être utilisées dans les SCEE. Ces topologies se caractérisent par leur capacité à améliorer au maximum la production d'énergie. Grâce à leur électronique de puissance, elles permettent d'assurer le réglage de l'échange de puissance réactive avec le réseau, et donc la possibilité de contribuer à la régulation de la puissance injectée dans le réseau électrique.

Dans les prochains chapitres, nous allons évoquer la modélisation globale ainsi que la commande de la chaîne de conversion d'énergie éolienne en prenant en compte les conditions climatiques et les contraintes du réseau électrique, tout en utilisant la structure de SCEE de type-4 basée sur la GSAP.

---



---

## *Chapitre II :*

# Modélisation et contrôle de la partie aérodynamique du système éolien

---



---

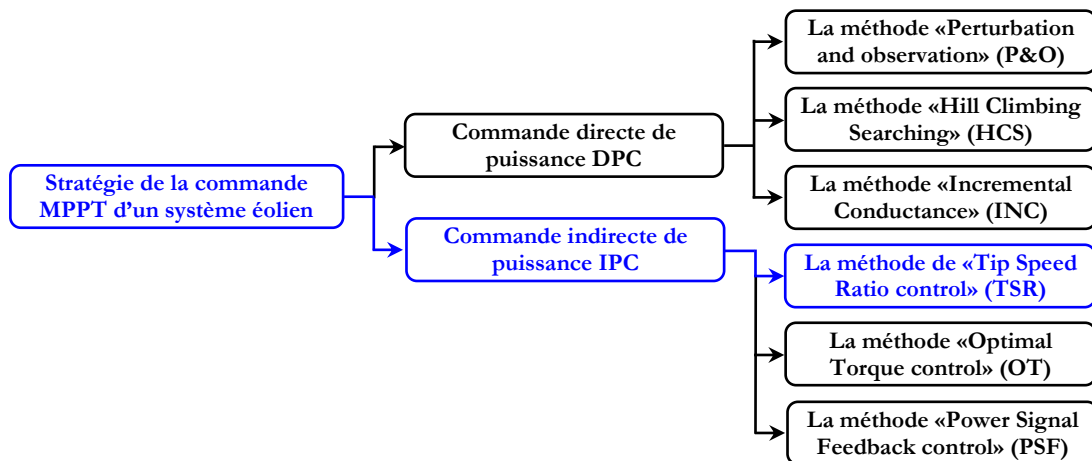
II.1.	Introduction .....	34
II.2.	Origine du vent.....	35
II.2.1.	Modèle du vent.....	36
II.3.	Modèle de la turbine éolienne .....	38
II.3.1.	Modèle énergétique de la turbine .....	38
II.3.2.	Modèle dynamique de l'arbre .....	40
II.4.	Dispositif de commande de la turbine éolienne .....	42
II.4.1.	Formulation du problème.....	42
II.4.2.	Caractéristiques puissance-vitesse .....	43
II.4.3.	Caractéristiques couple-vitesse .....	44
II.4.4.	Configuration de la commande par la méthode de lambda optimal TSR .....	45
II.5.	Commande robuste de la vitesse de la turbine par backstepping .....	48
II.5.1.	1 <sup>er</sup> étape : Définition de l'erreur .....	48
II.5.2.	2 <sup>ème</sup> étape : Assurance la stabilité asymptotique du système suivant le théorème de Lyapunov .....	49
II.5.3.	3 <sup>ème</sup> étape : Détermination de la loi du contrôle.....	49
II.6.	Commande adaptative en couple de génératrice par modèle de référence .....	50
II.6.1.	Modèle de référence.....	51
II.6.2.	Modèle ajustable .....	51
II.6.3.	Mécanisme d'adaptation utilisant l'approche du backstepping avec action intégrale ...	52
II.7.	Résultats de simulation.....	54
II.7.1.	Résultats obtenus avec la structure de commande conventionnelle sans mesure de la vitesse du vent.....	55
II.7.2.	Résultats obtenus avec la structure de commande conventionnelle avec mesure de la vitesse du vent.....	57
II.7.3.	Résultats obtenus avec la structure de commande par backstepping .....	59
II.7.4.	Résultats obtenus avec la structure de commande adaptative .....	61
II.7.5.	Résultats obtenus avec la structure de commande adaptative par backstepping avec action intégrale.....	63
II.8.	Conclusion.....	66

## II.1. Introduction

Pour réaliser un contrôle performant de la partie mécanique du système éolien, nous devons disposer d'un modèle mathématique qui représente d'une manière satisfaisante le comportement réel du système. En effet, le problème de modélisation (*mise en équations*) est très important pour la conception et l'analyse de ses performances statiques et dynamiques. Pour cette partie, la modélisation nécessite une parfaite connaissance des lois physique pour la partie mécanique et des lois de la mécanique des fluides pour le comportement aérodynamique.

Ainsi, un système éolien est défini par son rendement énergétique, qui dépend fortement de la quantité d'énergie pouvant être capturée par du vent, suivant les caractéristiques de la turbine et la capacité de la génératrice à répondre aux fluctuations du vent. En réalité, une éolienne est un système compliqué, composé de plusieurs éléments mécaniques et électriques. Ces différents éléments sont conçus pour optimiser cette conversion énergétique, d'une manière correcte, avec une bonne adéquation entre les caractéristiques puissance du vent, vitesse de la turbine et puissance de l'aérogénérateur.

Pour une meilleure exploitation de la puissance du vent, de nombreux chercheurs ont introduit l'approche « Suivi du maximum de la puissance ou suivi du point de fonctionnement à puissance maximale » appelé communément en anglais (Maximum Power Point Tracking : MPPT). Cette stratégie «MPPT» peut être classifiée en deux méthodes ; directe et indirecte [Kum-16]: la commande indirecte des puissances (Indirect Power Control IPC) est basée sur le contrôle de la puissance aérodynamique pour maximiser la puissance de sortie sur la base de données pré-enregistrée de la courbe puissance/vitesse [Bar-09, Abd-12, Nas-14], par contre, la commande directe des puissances (Direct Power Control DPC) est basée sur le suivi de la puissance maximale en analysant l'évolution de la puissance électrique de sortie [Lin-15, Lal-15, Yu-15, Gov-18]. En effet, à travers une revue sur la littérature disponible, nous donneront un état de l'art des différentes stratégies «MPPT» de ces deux dernières méthodes (voir Figure II.1).



**Figure II. 1:** Stratégies des commandes «MPPT» d'un système éolien.

Dans ce chapitre, nous illustrerons cinq configurations de commande indirecte de puissance IPC (deux configurations classiques et trois configurations proposées) basées sur la méthode de lambda optimal TSR, qui peuvent être déduites à partir de la modélisation aérodynamique et mécanique de la turbine éolienne. De plus, il convient de mentionner que le présent travail se concentre sur la qualité de l'énergie extraite dans la zone de charge partielle. De ce fait, ce chapitre propose deux configurations de commande, une commande robuste de la vitesse de la turbine par contrôleur backstepping et une commande adaptative en couple de génératrice par modèle de référence en utilisant le backstepping avec action intégrale comme mécanisme d'adaptation, conçu pour la turbine du système éolien. Ces stratégies robustes aux incertitudes de modélisation de la turbine, réduisant les charges dynamiques dans le train de puissance, permettent aussi d'optimiser le rendement énergétique. Les stratégies globales ainsi proposées ont été validées sur MATLAB/Simulink, avec une éolienne tripale de 1.5 MW.

## II.2. Origine du vent

Le vent est un phénomène d'origine climatique, il est principalement le résultat de l'échauffement des différentes masses du globe terrestre par le soleil [Mer-06]. Toutes ces masses en fonction de leur composition, densité, couleur et exposition n'absorbent et n'échangent pas les calories reçues du soleil de la même façon. Le soleil chauffe les masses d'air au niveau du sol, celles-ci deviennent plus légères et s'élèvent. Des masses d'air froid s'empressent de combler ce vide pour rétablir l'équilibre ce qui crée les vents locaux. Le même principe s'applique à une grande échelle entre les masses d'air des calottes polaires (zones froides) et celles de l'équateur (zones chaudes). Ce phénomène, associé à la rotation de la terre, forme alors les vents dominants [Sai-16]. On peut alors se rendre compte du caractère fluctuant et turbulent en force et direction du vent en fonction du lieu et de l'altitude où l'on se trouve. Une première constatation que l'on peut émettre réside dans le caractère plus constant en force et direction du vent à des altitudes supérieures à 12 m expliquant ainsi l'intérêt des grandes éoliennes qui fonctionnent à des altitudes élevées [Ede-03].

Chaque site éolien est caractérisé par une direction de la vitesse de vent dominante. Néanmoins, cette direction est variable comme la valeur de la vitesse du vent. Généralement, la distribution des vitesses de vent est enrichie par une rose de vent comme celle de la Figure II. 2 qui fournit une indication sur la distribution en pourcentage de la direction du vent pour deux sites algériens (Adrar et Tiaret).

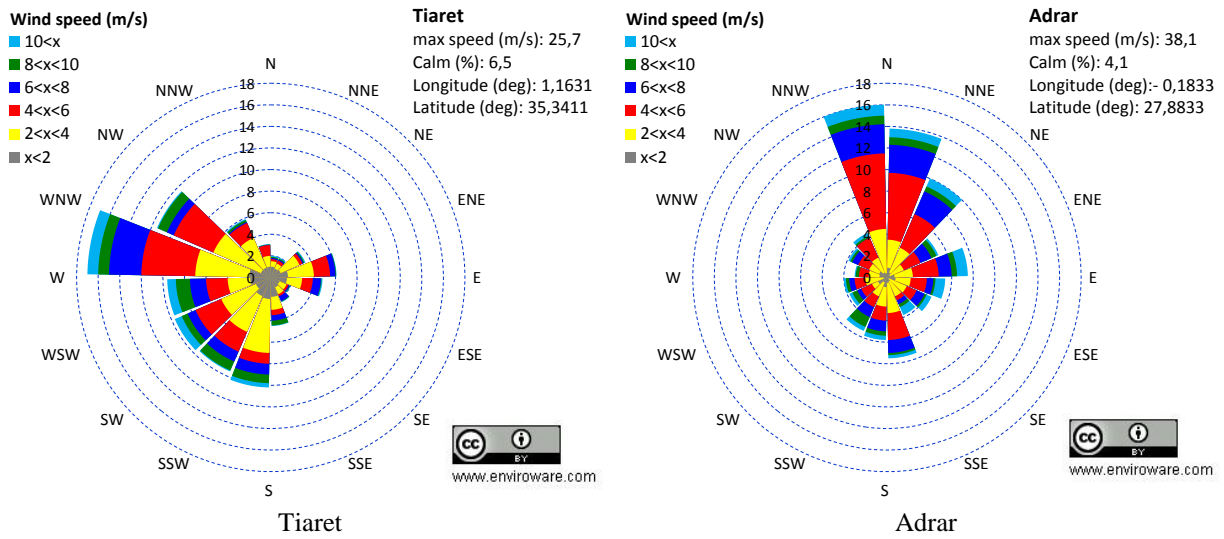


Figure II. 2: Rose du vent établie sur une année [Env-19].

### II.2.1. Modèle du vent

La principale variable d'entrée de notre système est le vent, qui est caractérisé principalement par sa vitesse. Il est donc essentiel d'avoir un modèle du vent bien identifié [Aub-14]. De nombreux travaux qui utilisent des différents modèles de la vitesse du vent ont été présentés dans la littérature, et peuvent être classés en quatre modèles :

- Le vent en échelons (*step wind speed*) : Ce modèle est souvent utilisé lors des mises au point et les réglages des schémas de simulation ou pour tracer les courbes de  $C_p$  de la turbine, tel qu'il est utilisé dans [You-19] (voir annexe A).
- Le vent à une allure périodique (*periodic wind*) : Ce modèle est utilisé pour analyser la stabilité du système, comme décrit dans [Yoo-16] (voir annexe A).
- Le vent à vitesse aléatoire (*random wind speed*) : Ce modèle, déterministe, appliqué sur différents systèmes permet de les comparer entre eux, car il est simple à utiliser, et montre le pire des cas de profil du vent. Les composantes déterministes et stochastiques sont superposées pour former le modèle de la vitesse du vent suivant [Ker-14] :

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

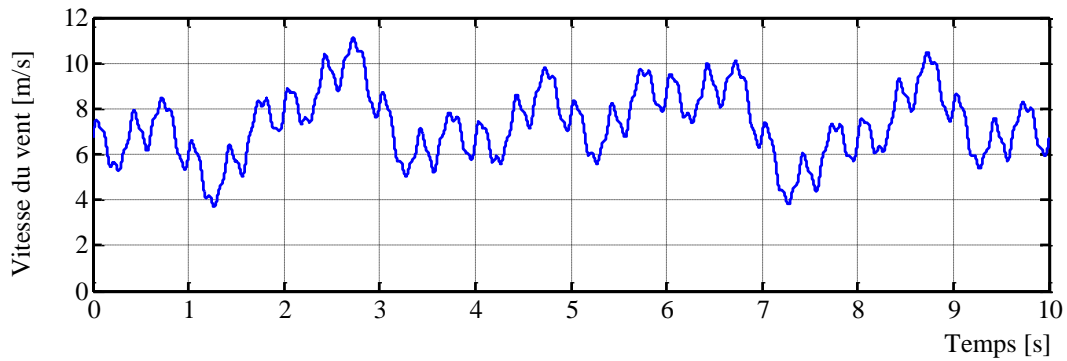
Avec :

$A_0$  : La composante moyenne [m/s],

$A_i$  : L'amplitude de chaque turbulence [m/s],

$2\pi/T_i$  : La pulsation de chaque turbulence [rd/s].

Le profil de la vitesse du vent en utilisant ce modèle est présenté sur la Figure II. 3.



**Figure II. 3:** Profil de la vitesse du vent en utilisant le modèle aléatoire (Eq. (II. 1)).

- Le vent issu des relevés effectués par un organisme météorologique : Dans le cadre de ce point, on s'intéressera uniquement aux vents très localisés; le vent sur l'aire balayée par le rotor durant quelques secondes. En outre, pour prendre en considération la nature turbulente du vent, des modèles stochastiques sont aussi utilisés. Le spectre de turbulence souscrit la répartition d'énergie des fluctuations turbulentes dont l'intégrale est établie par l'intensité de la turbulence. L'intensité de la turbulence est le rapport suivant [Mun-08]:

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

Le processus *Gaussien* peut générer une distribution de vent turbulent. Par conséquent, deux expressions sur la composante longitudinale de la turbulence sont habituellement utilisées et respectant les normes déterminées par la IEC-61400-21<sup>1</sup>: Spectre de *Von Karman* et spectre de *Kaimal*, qui prennent les formes suivantes [Bur-11].

- Spectre de *Von Karman* :  $\phi(\omega) = \frac{K}{(1 + (T\omega)^2)^{5/6}}$
- Spectre de *Kaimal* :  $\phi(\omega) = \frac{K}{|1 + T\omega|^{5/3}}$

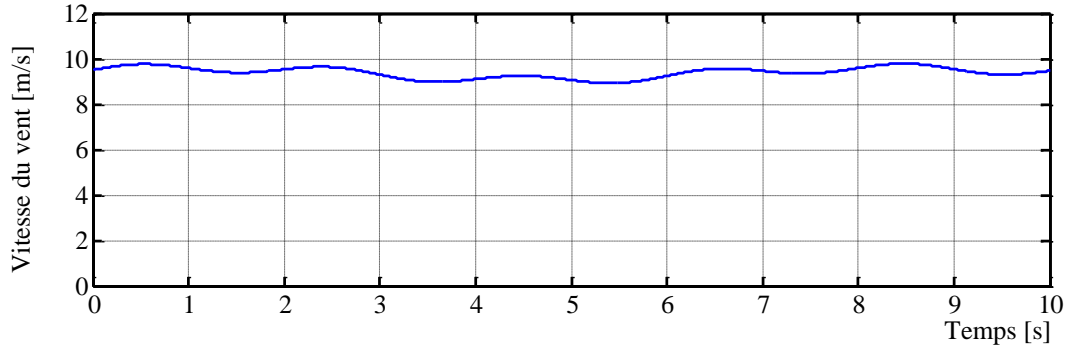
Où  $K$  est un paramètre lié à la variance et  $T$  détermine la bande passante de la turbulence.

Le simulateur FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence) du Laboratoire Américain NREL<sup>2</sup>, 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

<sup>1</sup> International Electro-technical Commission (IEC), situé à Genève, Suisse,

<sup>2</sup> 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,

RISØ<sup>3</sup> a développé un modèle équivalent dont l'implémentation de la vitesse de vent, en MATLAB/Simulink, est basée sur le spectre de *Kaimal* [Man-05]. Ce modèle est présenté dans l'annexe A. Le profil de la vitesse du vent en utilisant ce modèle est présenté dans la Figure II. 4.



**Figure II. 4:** Profil de la vitesse du vent en utilisant le modèle de FAST.

### II.3. Modèle de la turbine éolienne

#### II.3.1. Modèle énergétique de la turbine

D'origine cinétique, la puissance que le vent fournit à une surface  $S$  est donnée par [Bel-14] :

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

Où :

$\rho$  : est la densité de l'air ( $1,22 \text{ kg} / \text{m}^3$  dans les conditions normales, de température et de pression).

Le physicien A. Betz<sup>4</sup> a démontré que l'on pouvait lier la puissance aérodynamique  $P_{aer}$  à la puissance du vent par la relation suivante [Man-12].

$$P_{aer} = C_p P_v \quad (\text{II. 3})$$

Où  $C_p$  est le coefficient de puissance. Son expression théorique est de la forme :

$$C_p(k) = \frac{(1+k)(1-k^2)}{2} \quad (\text{II. 4})$$

Avec :  $k = \frac{V_2}{V_1}$

Où :

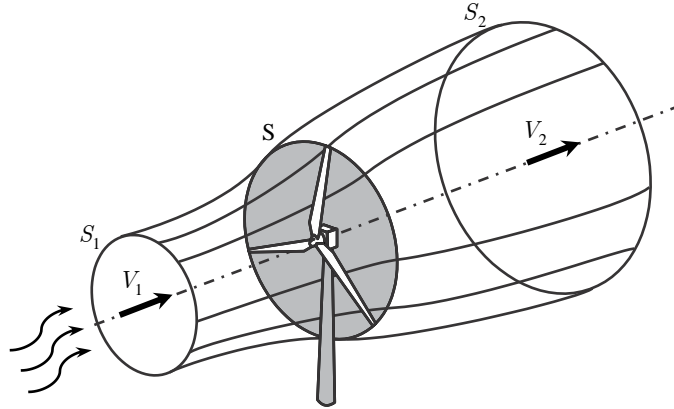
$V_1$  : est la vitesse du vent en amont de la turbine [m/s],

$V_2$  : est la vitesse du vent en aval de la turbine [m/s].

<sup>3</sup> Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, situé à Roskilde au Danemark.

<sup>4</sup> **Albert Betz** (1885–1968) était un physicien allemand et un pionnier de la technologie des éoliennes.

On démontre facilement que le coefficient  $C_p$  passe par un maximum égal à  $16/27$  (environ 0,59) pour  $k = 1/3$ . Ce maximum est appelé limite de *Betz*.



**Figure II. 5:** Tube du courant d'air en amont et en aval d'une éolienne.

Si l'on souhaite comparer les coefficients de puissance des différentes éoliennes, on peut prendre pour repère, la limite de *Betz* qui est environ 0,59; celui d'une éolienne Savonius est environ 0,22; celui d'une éolienne tripale très performante est environ 0,48 (notre cas). Pour les éoliennes Darrieus, il est environ 0,4 [Hau-13].

En se basant sur les caractéristiques de la turbine, le coefficient de puissance est représenté par l'expression suivante [Sti-08] :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (\text{II. 5})$$

D'où :

$$\begin{cases} \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \\ \lambda = \frac{\Omega_t R}{V} \end{cases} \quad (\text{II. 6})$$

Tel que:

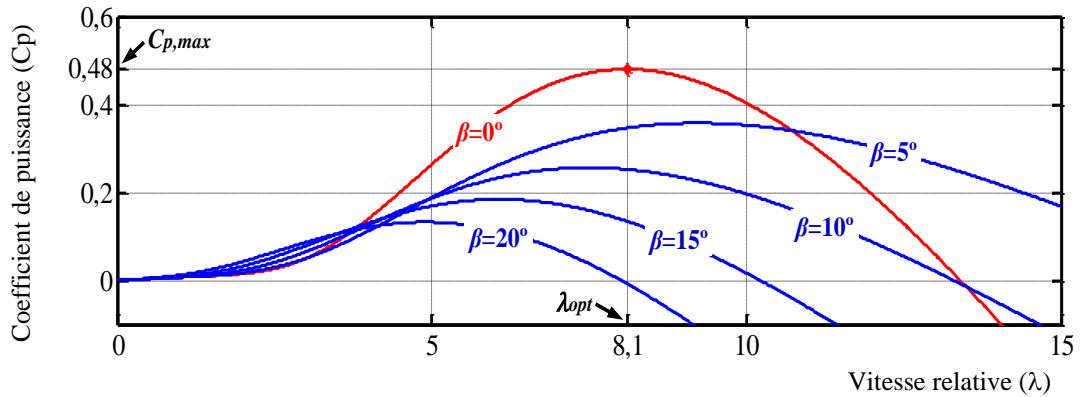
- $R$  : Rayon des pales [m],
- $\lambda$  : Vitesse relative de la turbine,
- $\beta$  : Angle d'orientation des pales [ $^\circ$ ],
- $\Omega_t$  : Vitesse de rotation de la turbine [rad/s].

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

$$P_{aer} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S V^3 \quad (\text{II. 7})$$



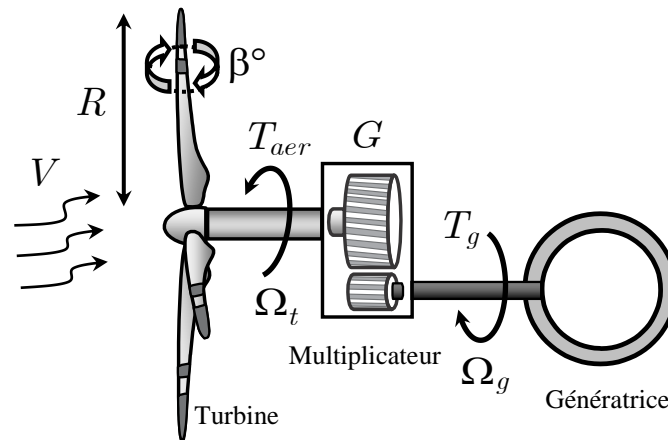
La Figure II. 6 illustre un exemple de courbes de coefficient de puissance d'une éolienne, montrant l'évolution du coefficient de puissance  $C_p$  en fonction de la vitesse relative  $\lambda$  pour différentes valeurs de l'angle d'orientation des pales  $\beta$ .



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

### II.3.2. Modèle dynamique de l'arbre

Considérons une turbine éolienne munie de pales de longueur  $R$ , entraînant une génératrice à travers un multiplicateur de vitesse de gain  $G$  (Figure II. 7).



**Figure II. 7:** Couplage mécanique de la turbine éolienne.

Le multiplicateur adapte la vitesse de rotation de la turbine (arbre lent) à la vitesse de rotation de la génératrice (arbre rapide). En considérant que le multiplicateur est idéal, c'est-à-dire que les pertes mécaniques sont négligeables, il est alors modélisable par les deux équations suivantes [Hei-14] :

$$\begin{cases} T_g = \frac{T_{aer}}{G} \\ \Omega_g = G \Omega_t \end{cases} \quad (\text{II. 8})$$

Tel que:

$\Omega_g$  : La vitesse de rotation de la génératrice [rad/s],

$T_g$  : Le couple de génératrice [N.m],

$T_{aer}$  : Le couple aérodynamique [N.m].

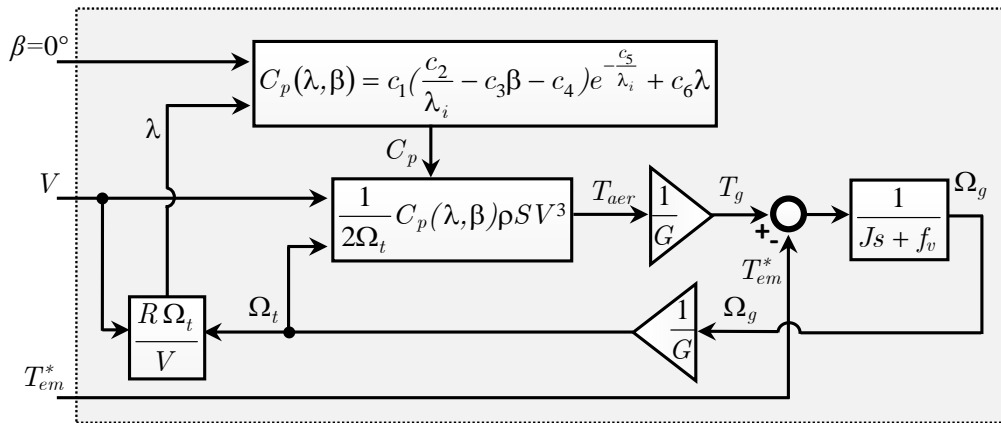
La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie  $J_t$  et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale  $J$  constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice  $J_g$  [Aim-04].

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_g \quad (\text{II. 9})$$

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique sortant du multiplicateur et du couple électromécanique produit par la génératrice, tout en prenant en compte le couple résistant dû aux frottements visqueux  $f_v$  :

$$\frac{d\Omega_g}{dt} = \frac{1}{J} (T_g - T_{em} - f_v \Omega_g) \quad (\text{II. 10})$$

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine se déduit aisément à partir des équations précédentes. Ce schéma bloc du modèle de la turbine est représenté sur la Figure II. 8 :



**Figure II. 8:** Schéma bloc du modèle de la turbine.

Il est clair que les entrées du modèle de la turbine sont la vitesse du vent, l'angle d'orientation des pales et le couple électromagnétique issu de la génératrice. Le modèle du multiplicateur va multiplier la vitesse mécanique et le couple aérodynamique respectivement par un gain. Le modèle de l'arbre de la génératrice décrit la dynamique de la vitesse mécanique.

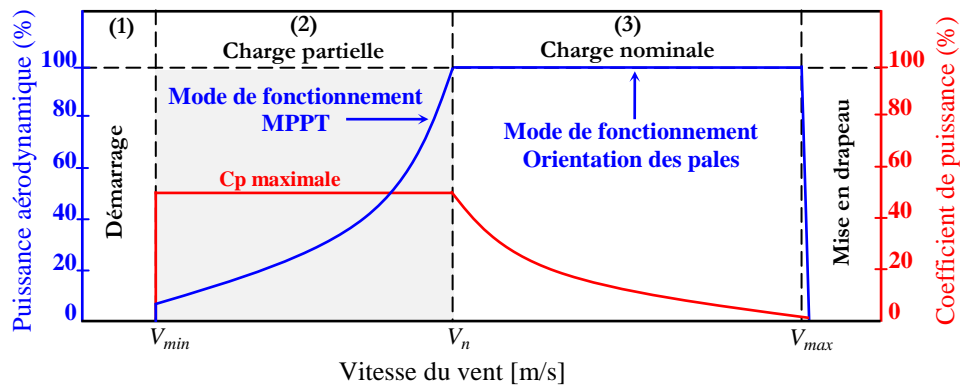
D'après ce schéma bloc (Figure II.8), nous constatons que la vitesse de rotation de la génératrice est contrôlée par l'action sur l'angle de calage des pales  $\beta$  et sur le couple électromagnétique de la génératrice  $T_{em}$ . La vitesse du vent  $V$  est considérée comme une grandeur d'entrée à ce système.

## II.4. Dispositif de commande de la turbine éolienne

### II.4.1. Formulation du problème

Bien que la vitesse de la turbine éolienne peut être fixe ou variable, la maximisation de l'énergie extraite est réalisable avec seulement les turbines éoliennes à vitesse variable. Depuis, ces turbines peuvent modifier leur vitesse de rotation pour suivre les changements instantanés de la vitesse du vent. Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible, présente un maximum défini par la limite de *Betz*. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance.

D'après la Figure II. 6, pour optimiser la puissance générée, il est donc opportun pour la génératrice d'avoir une puissance ou le couple caractéristique suit la ligne maximale ( $C_{p\ max}, \lambda_{opt}$ ) avec l'angle de  $\beta = 0^\circ$ .



**Figure II. 9:** Zones de fonctionnement d'un système éolien.

Cependant, l'éolienne ne produit pas directement le maximum de puissance sur toute sa plage de fonctionnement [Bil-15]. En effet, l'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 dans la Figure II.9.

L'objectif de ces modes de fonctionnement est double, d'une part de protéger l'éolienne des vents forts et d'autre part de délimiter la puissance. En effet, la turbine éolienne est dimensionnée pour fournir une puissance nominale à une vitesse de vent nominale  $V_n$ , au-delà de cette vitesse, les paramètres de la turbine doivent modifier afin de fournir la puissance et de ne pas produire au-delà d'une vitesse maximale  $V_{max}$  qui pourrait endommager la turbine. On peut définir ces trois zones de fonctionnement:

- **Zone 1 :** C'est la zone de démarrage, la génératrice démarre lorsque la vitesse mécanique dépasse une vitesse seuil.

$$V \leq V_{min} \Rightarrow P_{aer} = 0 \quad (\text{II. 11})$$

- **Zone 2 :** Cette zone est appelée zone à charge partielle (*partial load*). Pour extraire le maximum de la puissance, on applique une commande adéquate qui vise à ajuster la vitesse de rotation de la turbine de telle sorte qu'on reste aux alentours de  $\lambda_{opt}$ , tout en fixant l'angle d'orientation de pales à une valeur minimale (nulle). Par conséquent, le coefficient de puissance garde une valeur maximale.

$$V_{min} < V \leq V_n \Rightarrow P_{aer,max} = C_{p,max} \frac{\rho S}{2} V^3 \quad (\text{II. 12})$$

- **Zone 3 :** Cette dernière zone est appelée zone à charge nominale (*full load*). Pour maintenir la puissance constante, on applique une commande adéquate qui vise à ajuster l'angle d'orientation des pales afin de garder une vitesse constante de la turbine, appelé communément en anglais (*pitch control*).

$$V_n < V \leq V_{max} \Rightarrow P_{aer} = P_n \quad (\text{II. 13})$$

Juste en dépassant cette vitesse maximale, une mise en drapeau ( $\beta = 90^\circ$ ) est effectuée pour éviter une rupture mécanique, en actionnant un dispositif d'urgence.

$$V_{max} < V \Rightarrow P_{aer} = 0 \quad (\text{II. 14})$$

#### II.4.2. Caractéristiques puissances-vitesse

La puissance aérodynamique apparaissant sur l'arbre du rotor de la turbine en fonction de la vitesse du vent s'écrit:

$$P_{aer} = f(V) = C_p(\beta, \lambda) \frac{\rho S}{2} V^3 \quad (\text{II. 15})$$

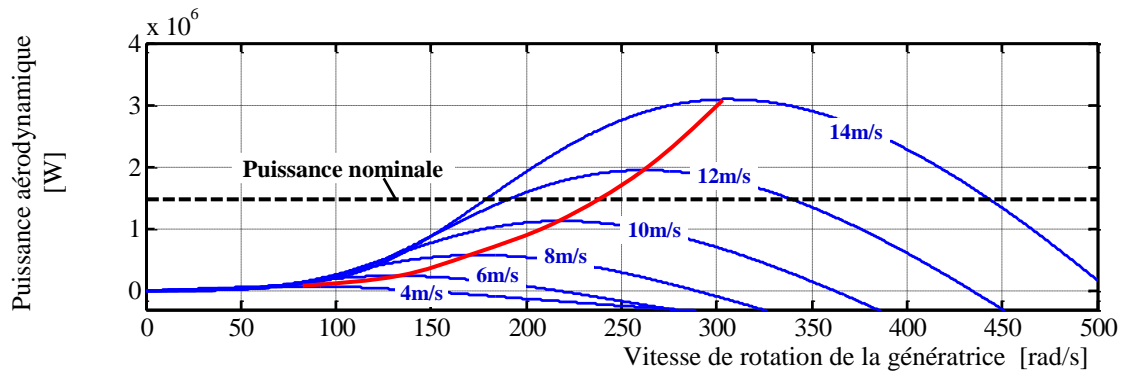
En réarrangeant l'équation (II. 15), la puissance aérodynamique devient:

$$P_{aer} = k_t(\lambda, \beta) \Omega_g^3 \quad (\text{II. 16})$$

Avec :

$$k_t(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta) \rho \pi R^5}{2 \lambda^3 G^3} \quad (\text{II. 17})$$

La Figure II. 10 illustre les caractéristiques puissances-vitesse d'une éolienne de grande puissance. Cette figure montre les caractéristiques donnant la puissance disponible sur l'arbre du rotor de la turbine en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice pour différentes vitesses du vent. À partir de ces caractéristiques, il apparaît clairement que si la génératrice est entraînée à une vitesse fixe, les maxima théoriques des courbes de puissance ne seraient pas exploités.



**Figure II. 10:** Courbe typique de puissance aérodynamique d'une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice pour différentes vitesses du vent.

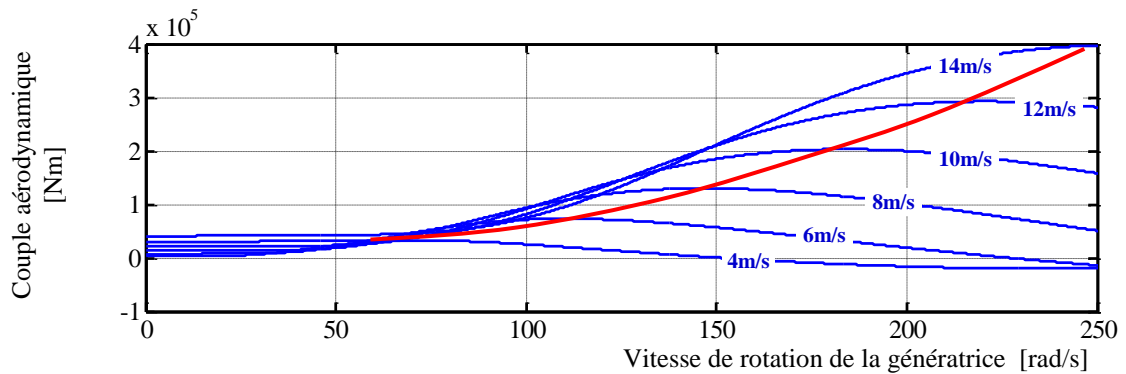
### II.4.3. Caractéristiques couple-vitesse

Le couple aérodynamique apparaissant sur l'arbre du rotor de la turbine est obtenu à partir du rapport :

$$T_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_t} \quad (\text{II. 18})$$

D'après l'équation (II. 8), le couple aérodynamique sur l'arbre de la génératrice est défini par :

$$T_{aer} = G \frac{P_{aer}}{\Omega_g} \quad (\text{II. 19})$$



**Figure II. 11:** Courbe typique du couple aérodynamique d'une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice pour différentes vitesses du vent.

Comme nous l'avons vu dans les paragraphes précédents, l'efficacité du système éolien repose sur le fonctionnement à une vitesse de rotation optimale des pales de l'éolienne. Cette vitesse change en fonction de la vitesse du vent. Les processus de recherche du point de fonctionnement optimal sont appelés MPPT (*Maximum Power Point Tracking*).

#### II.4.4. Configuration de la commande par la méthode de lambda optimal TSR

La première stratégie ne correspond qu'à la zone n° 2 de la caractéristique de fonctionnement de l'éolienne de grande puissance. Cette approche connue sous la terminologie MPPT-TSR, Cette technique régule la vitesse de rotation du génératrice afin de maintenir  $\lambda$  à une valeur optimale au cours de laquelle la puissance extraite est maximale. Cette méthode nécessite la connaissance de la vitesse du vent et de la vitesse de la turbine à la fois, elles doivent être mesurées ou estimées. Cette méthode est réalisable en deux configurations de commande pour contrôler le couple électromagnétique de la génératrice afin de contrôler sa vitesse de rotation de manière à maximiser la puissance électrique produite :

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

Pour l'étude de ses deux modes de contrôle, on suppose que la génératrice est idéale, quelle que soit la puissance mécanique transmise par la turbine, le couple électromagnétique développé par la génératrice est à tout instant égal à sa valeur de référence imposée par la commande. Dans ce cas de fonctionnement, l'angle d'orientation de pales est fixe ( $\beta = 0^\circ$ ).

##### II.4.4.1. Maximisation de la puissance sans mesure de la vitesse du vent

Cette structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent [Aim-04, Ghe-11]. Dans ce cas, et à partir de l'équation dynamique de l'arbre de la turbine, on obtient l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine [Bel-14]:

$$\frac{d\Omega_g}{dt} = 0 = T_g - T_{em} - f_v \Omega_g \quad (\text{II. 20})$$

En négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ( $f_v \Omega_g = 0$ ) [Pen-10, Moh-18], on obtient :

$$T_{em} = T_g \quad (\text{II. 21})$$

A la sortie du multiplicateur, avec une estimation du couple aérodynamique, on peut aisément déterminer le couple électromagnétique de référence :

$$T_{em}^* = \frac{\hat{T}_{aer,opt}}{G} \quad (\text{II. 22})$$

Le couple aérodynamique optimal peut être déterminé à partir de la connaissance de la vitesse du vent estimée et de la vitesse de la turbine estimée :

$$\hat{T}_{aer,opt} = C_{p,max} \frac{\rho S}{2\hat{\Omega}_t} \hat{V}^3 \quad (\text{II. 23})$$

La vitesse de la génératrice permet l'estimation de la vitesse de la turbine  $\hat{\Omega}_t$  à partir de la relation suivante :

$$\hat{\Omega}_t = \frac{\Omega_g}{G} \quad (\text{II. 24})$$

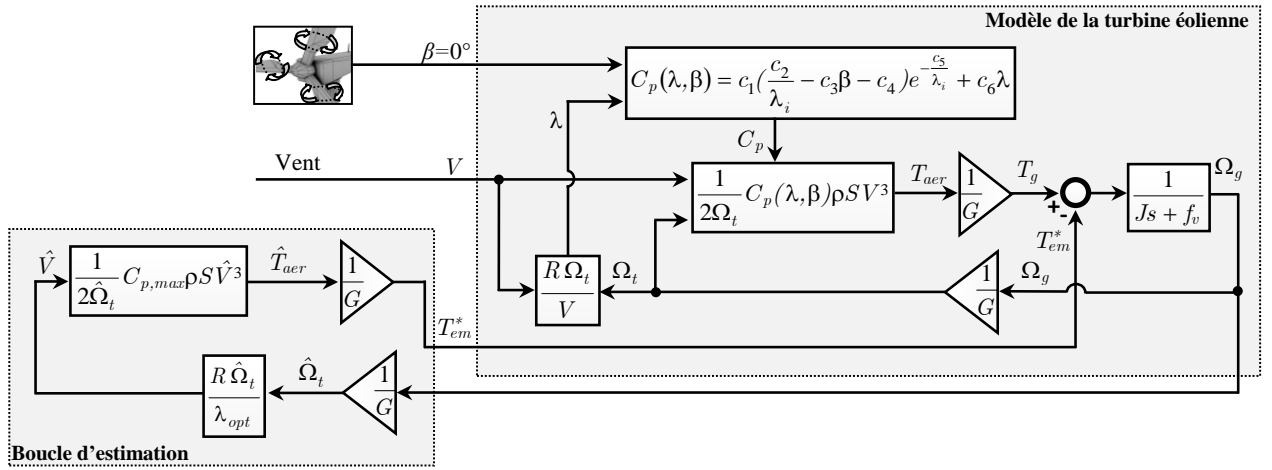
La vitesse du vent peut être estimée comme suit :

$$\hat{V} = \frac{R \hat{\Omega}_t}{\lambda_{opt}} \quad (\text{II. 25})$$

Pour avoir le maximum de la puissance extraite, il faut maintenir la vitesse relative à sa valeur optimale  $\lambda_{opt}$ , qui correspond au maximum du coefficient de puissance  $C_{p,max}$  (Figure II. 6). En regroupant les équations précédentes, on obtient une relation globale de cette configuration de contrôle :

$$T_{em}^* = \frac{C_{p,max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \frac{\rho \pi R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_g^2}{G^3} \quad (\text{II. 26})$$

La représentation sous forme de schéma blocs de cette configuration de commande est illustrée sur la figure suivante :



**Figure II. 12:** Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans mesure de la vitesse du vent.

#### II.4.4.2. Maximisation de la puissance avec mesure de la vitesse du vent

Cette seconde configuration de commande consiste à ajuster le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence. Dans ce contexte, on considère que le couple électromagnétique développé et sa référence sont égaux à tout instant [Ser-13, Bos-14], en supposant que la machine électrique et son convertisseur statique sont idéaux.

La vitesse de rotation de référence  $\Omega_g^*$  de la génératrice, qui dépend de la vitesse de la turbine, est obtenue par l'équation (II. 8) comme suit :

$$\Omega_g^* = G \Omega_t^* \quad (\text{II. 27})$$

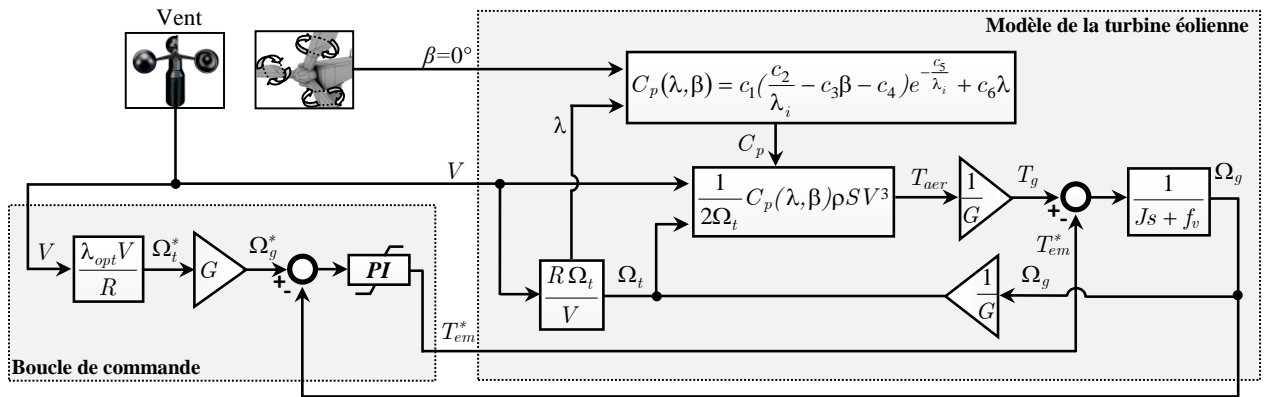
La référence de la vitesse de la turbine correspond à celle de la valeur optimale du ratio de vitesse  $\lambda_{opt}$  ( $\beta$  constant) permettant d'obtenir la valeur maximale du  $C_{p,max}$ . Alors on peut écrire :

$$\Omega_t^* = \frac{\lambda_{opt} V}{R} \quad (\text{II. 28})$$

Pour appliquer cette configuration de commande, on doit asservir la vitesse par un régulateur de type Proportionnel-Intégral (PI) [Sai-19.b]. Afin de suivre la vitesse du génératrice de référence, le contrôle de la vitesse utilisant le couple électromagnétique de référence  $T_{em}^*$  est utilisé:

$$T_{em}^* = (\Omega_g^* - \Omega_g) \left[ K_p + \frac{K_i}{s} \right] \quad (\text{II. 29})$$

La Figure II.13 résume le schéma bloc de cette stratégie de contrôle avec mesure de la vitesse du vent.



**Figure II. 13:** Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec mesure de la vitesse du vent.

Comme indiqué dans [Ker-13, Cha-14, Sai-18.a] le premier mode de contrôle basé sur l'estimation de la vitesse du vent peut donner des valeurs incertaines dans le cas des changements climatiques. Par exemple, les variations de la densité de l'air peut empêcher le maintien du coefficient de puissance à sa valeur maximale, et donc moins de puissance aérodynamique extraite.

D'après le schéma block de la Figure II. 13, le deuxième mode de configuration basé sur l'asservissement de la vitesse mécanique peut être mis en œuvre. Dans ce cas, un correcteur de type PI est choisi pour une étude comparative, dont nous trouvons sa conception détaillée dans [Aim-04]. Tandis que le régulateur de vitesse PI est basé sur une approche par linéarisation approchée, de telles configurations de commande se réhabilitent par un système aux performances affaiblies et par une mauvaise fiabilité. Afin de remédier à ces contraintes, une autre configuration de commande, non linéaire et efficace, est proposée dans la prochaine section, en se basant sur la théorie de Lyapunov.



## II.5. Commande robuste de la vitesse de la turbine par backstepping

Dans cette section, nous allons présenter un contrôle à structure variable basé sur la théorie de Lyapunov. Ce contrôle est basé sur une commande backstepping robuste. En effet, le contrôle par backstepping est une approche robuste, non linéaire et efficace, puisqu'il assure aux systèmes dynamiques une propriété d'insensibilité aux incertitudes une fois que les systèmes dynamiques sont basés sur la commande backstepping [Ken-12]. L'idée principale de la conception de commande backstepping est l'utilisation du «contrôle virtuel» pour décomposer systématiquement un problème de conception de contrôle non linéaire complexe en un problème plus simple et plus petit [Jov-04]. La formulation du contrôle par backstepping est divisée en différentes étapes de conception. Chaque étape traite un problème de conception à entrée unique et à sortie unique. La stabilité et les performances globales sont atteintes par la théorie de Lyapunov pour l'ensemble du système. La synthèse de ce contrôle peut être réalisée en trois étapes successives [Dou-16] :

- Définition de l'erreur de suivi.
- Choix de la fonction de Lyapunov pour assurer la stabilité du système.
- Détermination de la loi du contrôle équivalent.

Pour régler le TSR à sa valeur optimale, la valeur optimale de la vitesse de la turbine peut être déterminée à partir de l'équation (II. 6), comme :

$$\Omega_{t,opt} = \frac{\lambda_{opt} V}{R} \quad (\text{II. 30})$$

### II.5.1. 1<sup>er</sup> étape : Définition de l'erreur

Etant donné que la vitesse de l'arbre de la génératrice est une grandeur de régulation, on définit sa valeur désirée et son erreur de régulation par :

$$\begin{aligned} \Omega_g^* &= G \Omega_{t,opt} \\ e_{\Omega_g} &= \Omega_g - \Omega_g^* \end{aligned} \quad (\text{II. 31})$$

La dérivée dynamique de l'erreur donne :

$$\dot{e}_{\Omega_g} = \dot{\Omega}_g - \dot{\Omega}_g^* \quad (\text{II. 32})$$

A partir de l'équation (II. 10), la dérivée de l'erreur est :

$$\dot{e}_{\Omega_g} = \frac{1}{J} (T_g - T_{em} - f_v \Omega_g) - \dot{\Omega}_g^* \quad (\text{II. 33})$$

Du fait que l'objectif exige que l'erreur  $e_{\Omega_g}$  converge vers zéro, et exige aussi que la vitesse de la génératrice doit être régulée et limitée, on utilise la fonction de Lyapunov qui représente en quelque sorte, l'énergie de l'erreur.

### II.5.2. 2<sup>ème</sup> étape : Assurance de la stabilité asymptotique du système suivant le théorème de Lyapunov

Pour que l'erreur de la vitesse de l'arbre de la génératrice soit nulle, on choisit la fonction de stabilité de Lyapunov définie par :

$$V_{\Omega_g} = \frac{1}{2} e_{\Omega_g}^2 \quad (\text{II. 34})$$

Une telle fonction de Lyapunov est souvent positive (c'est notre cas) et que sa dérivée est souvent négative, alors le système sera stable et l'erreur aura tendance à être nulle [Alv-00].

La dérivée de la fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_{\Omega_g} = e_{\Omega_g} \dot{e}_{\Omega_g} = -k_{\Omega_g} e_{\Omega_g}^2 < 0 \quad (\text{II. 35})$$

Avec  $k_{\Omega_g}$  est une constante strictement positive.

À partir des équations (II. 32) et (II. 33), on obtient la dérivée de l'expression de la fonction de Lyapunov:

$$e_{\Omega_g} \left[ \frac{1}{J} (T_g - T_{em} - f_v \Omega_g) - \dot{\Omega}_g^* \right] = -k_{\Omega_g} e_{\Omega_g}^2 \quad (\text{II. 36})$$

L'équation (II. 36) peut être écrite comme :

$$\frac{1}{J} (T_g - f_v \Omega_g) - \dot{\Omega}_g^* - \frac{1}{J} T_{em} = -k_{\Omega_g} e_{\Omega_g} \quad (\text{II. 37})$$

### II.5.3. 3<sup>ème</sup> étape : Détermination de la loi du contrôle

La troisième étape consiste à déterminer la loi de commande qui est nécessaire pour pré-positionner le système dans un état désiré permanent et stable.

La commande équivalente est calculée en considérant que le couple électromagnétique développé et sa référence sont égaux à tout instant. Ainsi, la loi de commande devient:

$$T_{em}^* = \hat{T}_g - f_v \Omega_g - J \dot{\Omega}_g^* + J k_{\Omega_g} e_{\Omega_g} \quad (\text{II. 38})$$

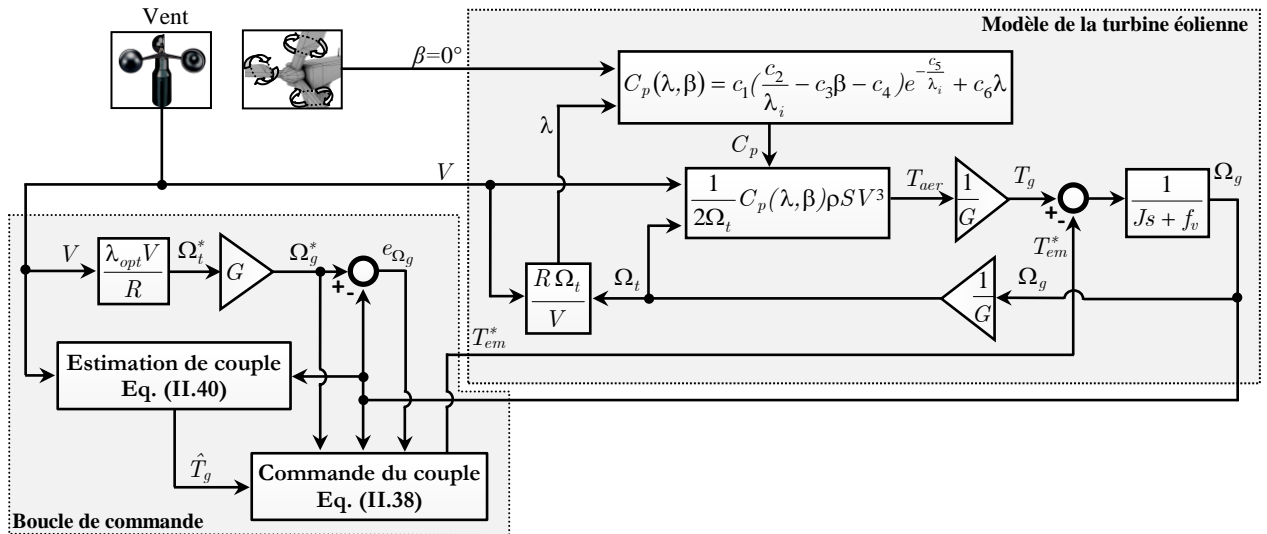
Dans cette section, nous notons que le couple estimé de la génératrice doit être déterminé. Dans les conditions optimales, et à partir de l'équation (II. 8) et (II. 18), l'expression du couple de la génératrice est obtenue par :

$$\hat{T}_g = \frac{P_{aer,opt}}{\Omega_g} \quad (\text{II. 39})$$

En combinant l'équation (II. 15) avec l'équation (II. 39), le couple estimé devient:

$$\hat{T}_g = C_{p,max} \frac{\rho \pi R^2 V^3}{2 \Omega_g} \quad (\text{II. 40})$$

En conséquence, cette configuration de commande basée sur le backstepping est illustrée sur la Figure II. 14.

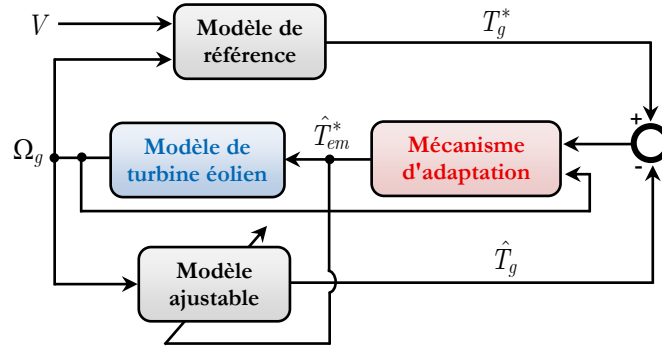


**Figure II. 14:** Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec la commande backstepping.

## II.6. Commande adaptative en couple de génératrice par modèle de référence

La commande adaptative à modèle de référence (*Model Reference Adaptive Control MRAC*) est une sorte de méthode de contrôle qui suit le signal de réponse à la sortie du modèle de référence [Mez-09]. Elle présente les avantages d'une structure simple et d'une reconfiguration rapide et stable. L'idée générale derrière la commande adaptative est d'incorporer un modèle de référence pour acquérir les réactions en boucle fermée préférée [Abd-14].

La commande adaptative à modèle de référence conçoit la loi de mécanisme et la technique d'ajustement pour piloter les trajectoires souhaitées afin que le système puisse suivre la sortie du modèle de référence [Amr-16]. Le schéma synoptique de la commande adaptative est présenté à la Figure II. 15. Comme présenté à la figure, la commande adaptative en couple de la génératrice par modèle de référence consiste en deux modèles indépendants permettant d'estimer le même paramètre (le couple de la génératrice) [Sai-19.c]. Le premier s'appelle le modèle de référence ; il n'inclut pas de paramètre estimé. L'autre s'appelle le modèle ajustable ; il dépend entièrement du paramètre estimé [Sai-20].



**Figure II. 15:** Schéma de principe de la commande adaptative en couple de la génératrice par modèle de référence.

### II.6.1. Modèle de référence

Le couple de référence de la génératrice est calculé à partir de l'expression de la puissance aérodynamique lors d'un fonctionnement optimal :

$$T_g^* = \frac{P_{aer,opt}}{\Omega_g} \quad (\text{II. 41})$$

Les équations (II. 5) et (II. 7) peuvent être utilisées pour exprimer le modèle de référence du couple de la génératrice comme suit:

$$T_g^* = C_{p,max}(\lambda_{opt}) \frac{\rho \pi R^2 V^3}{2 \Omega_g} \quad (\text{II. 42})$$

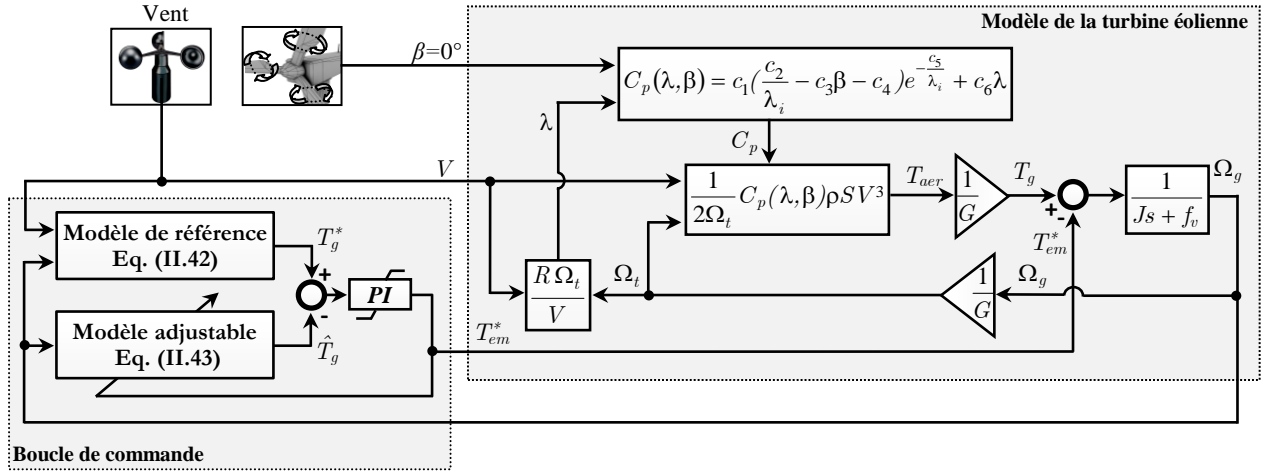
### II.6.2. Modèle ajustable

Selon l'équation dynamique (II. 10), le modèle ajustable du couple de la génératrice est exprimé par:

$$\hat{T}_g = J \frac{d\Omega_g}{dt} + f_v \Omega_g + \hat{T}_{em} \quad (\text{II. 43})$$

L'algorithme d'adaptation (contrôleur PI) est choisi de manière à faire converger le modèle ajustable vers le modèle de référence en minimisant l'erreur et en assurant la stabilité du système. Le couple électromagnétique constituera une entrée pour la boucle de régulation décrite dans cette section.

Le schéma de cette structure de commande est donné par la Figure II.16.



**Figure II. 16:** Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec la commande adaptative en couple de la génératrice par modèle de référence.

### II.6.3. Mécanisme d'adaptation utilisant l'approche du backstepping avec action intégrale

L'algorithme d'adaptation utilisant l'approche de backstepping avec action intégrale est choisi afin de rapprocher le modèle ajustable vers le modèle de référence en réduisant l'erreur et en assurant la stabilité du système. L'approche de backstepping avec action intégrale est un mécanisme non linéaire et robuste, à réponse dynamique très rapide dans un large éventail de conditions de fonctionnement, basé sur la théorie de Lyapunov [Ham-12]. La synthèse de ce contrôle par cette approche peut être réalisée en trois étapes successives, mentionnées précédemment.

#### 1<sup>er</sup> étape : Définition de l'erreur

L'objectif du mécanisme non linéaire de backstepping est de faire en sorte que la sortie suive la trajectoire de référence. Pour notre système de contrôle adaptatif, l'erreur de suivi du couple de la génératrice peut être définie comme suit:

$$Z_{T_g} = T_g^* - \hat{T}_g + k'_{T_g} \int_0^t (T_g^* - \hat{T}_g) dt \quad (\text{II. 44})$$

Avec  $k'_{T_g} \int_0^t (T_g^* - \hat{T}_g) dt$  est une action intégrale ajoutée à l'erreur du couple de la génératrice et  $k'_{T_g}$  est une constante de conception positive.

A partir de l'équation (II. 44), l'équation dynamique de l'erreur est :

$$\begin{aligned} \dot{Z}_{T_g} &= \dot{T}_g^* - \dot{\hat{T}}_g + k'_{T_g} (T_g^* - \hat{T}_g) \\ \dot{Z}_{T_g} &= \dot{T}_g^* - \left( J \ddot{\Omega}_g + f_v \dot{\Omega}_g + \hat{T}_{em} \right) + k'_{T_g} (T_g^* - \hat{T}_g) \end{aligned} \quad (\text{II. 45})$$

La stabilité asymptotique du SBF (Système à Boucle Fermée) qui s'ensuit est justifiée par le théorème de stabilité de Lyapunov.

### 2<sup>ème</sup> étape : Assurance de la stabilité asymptotique du système suivant le théorème de Lyapunov

Pour que l'erreur du couple de la génératrice soit nulle, la fonction de stabilité de Lyapunov est définie par :

$$V_{T_g} = \frac{1}{2} Z_{T_g}^2 \quad (\text{II. 46})$$

La dérivée de la fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_{T_g} = Z_{T_g} \dot{Z}_{T_g} = -k_{T_g} Z_{T_g}^2 < 0 \quad (\text{II. 47})$$

Avec  $k_{T_g}$  est une constante strictement positive.

À partir des équations (II. 44) et (II. 45), on obtient la dérivée de l'expression de la fonction de Lyapunov :

$$Z_{T_g} \left[ \dot{T}_g^* - \left( J \ddot{\Omega}_g + f_v \dot{\Omega}_g + \dot{T}_{em} \right) + k'_{T_g} (T_g^* - \hat{T}_g) \right] = -k_{T_g} Z_{T_g}^2 \quad (\text{II. 48})$$

L'équation (II. 48) peut être écrite comme suit :

$$\dot{T}_g^* - J \ddot{\Omega}_g - f_v \dot{\Omega}_g - \dot{T}_{em} + k'_{T_g} (T_g^* - \hat{T}_g) = -k_{T_g} Z_{T_g} \quad (\text{II. 49})$$

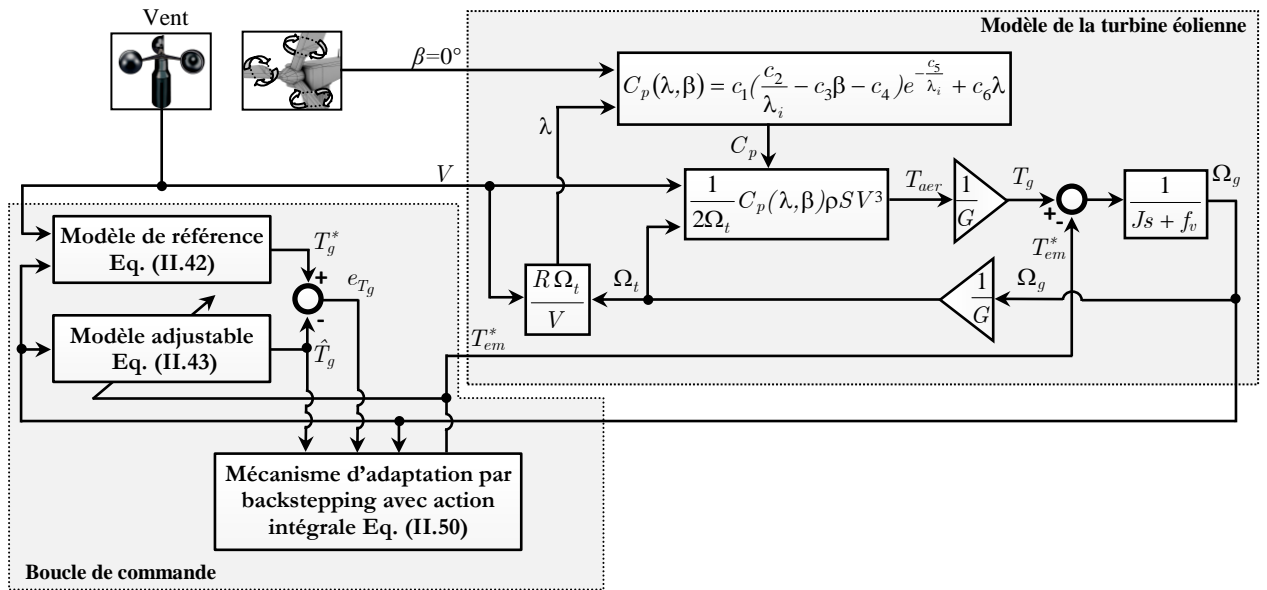
### 3<sup>ème</sup> étape : Détermination de la loi du contrôle

La commande équivalente de cette section est calculée en considérant que le couple électromagnétique développé et sa référence sont égaux à tout instant, de sorte que la loi de commande devient:

$$T_{em}^* = T_g^* - J \dot{\Omega}_g - f_v \Omega_g + k'_{T_g} \int_0^t (T_g^* - \hat{T}_g) dt + k_{T_g} \int_0^t Z_{T_g} dt \quad (\text{II. 50})$$

Le schéma de cette structure de commande adaptative est donné par la Figure II.17.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéresserons plus particulièrement au fonctionnement dans la zone 2 que dans les autres zones (zone 3). Cependant, on a intérêt d'évoquer brièvement le fonctionnement dans cette zone (full charge). Lorsque le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation de la turbine et la puissance mécanique doivent être maintenues à leurs valeurs nominales. En effet, il faut modifier l'angle de calage des pales  $\beta$  de l'éolienne afin d'éviter la destruction de l'éolienne. Une fois le vent a atteint sa valeur maximale, une procédure d'arrêt de l'éolienne, mise en drapeau, est effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci [Ker-16.a]. Dans notre travail, nous focaliserons d'avantage sur la commande des grandeurs électriques, le système d'orientation des pales permettant d'abaisser ou de maintenir le rendement aérodynamique de l'éolienne ne sera alors pas étudié.



**Figure II. 16:** Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec la commande adaptative en couple par backstepping avec action intégrale comme mécanisme d'adaptation.

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

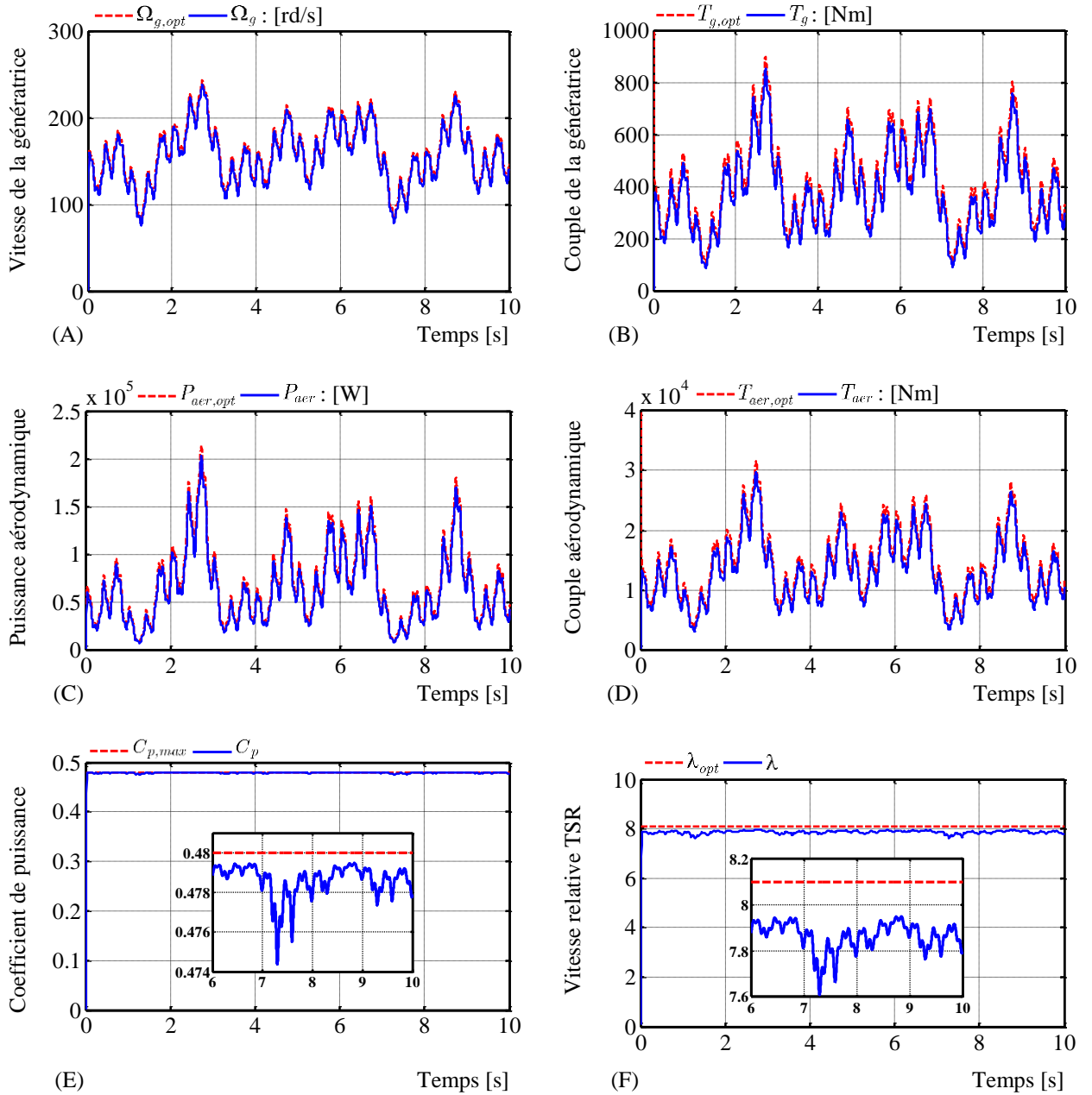
Afin de mettre en évidence les performances des algorithmes de commande (MPPT) appliqués à la turbine et dans le but d'effectuer une comparaison des techniques de commande que nous avons présentées, nous allons réaliser une série de simulations sous l'environnement Matlab-Simulink. Toutes ces simulations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

- Deux profils de la vitesse du vent (un modèle aléatoire d'une vitesse moyenne de 6.7 m/s et le modèle de FAST d'intensité  $I=15\%$ ).
- 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. 3. 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 de FAST est montré dans la Figure II. 4. Les paramètres du système sont donnés dans l'annexe E.

### II.7.1. Résultats obtenus avec la structure de commande conventionnelle sans mesure de la vitesse du vent

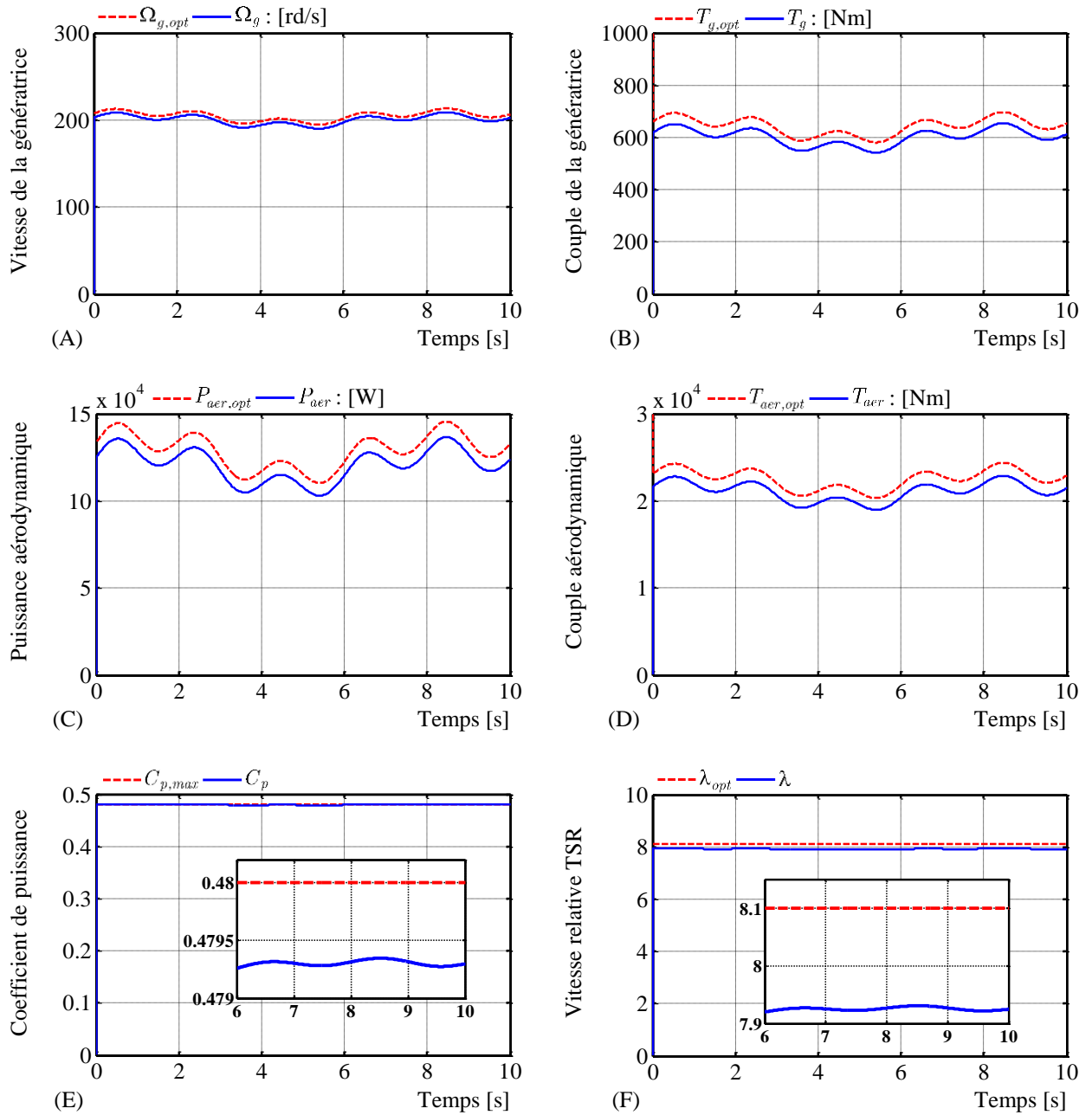
La Figure II.17 illustre les performances du système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour la commande conventionnelle sans mesure de la vitesse du vent.



**Figure II. 17:** Maximisation de la puissance extraite avec la commande conventionnelle sans mesure de la vitesse du vent (avec le modèle aléatoire du vent).



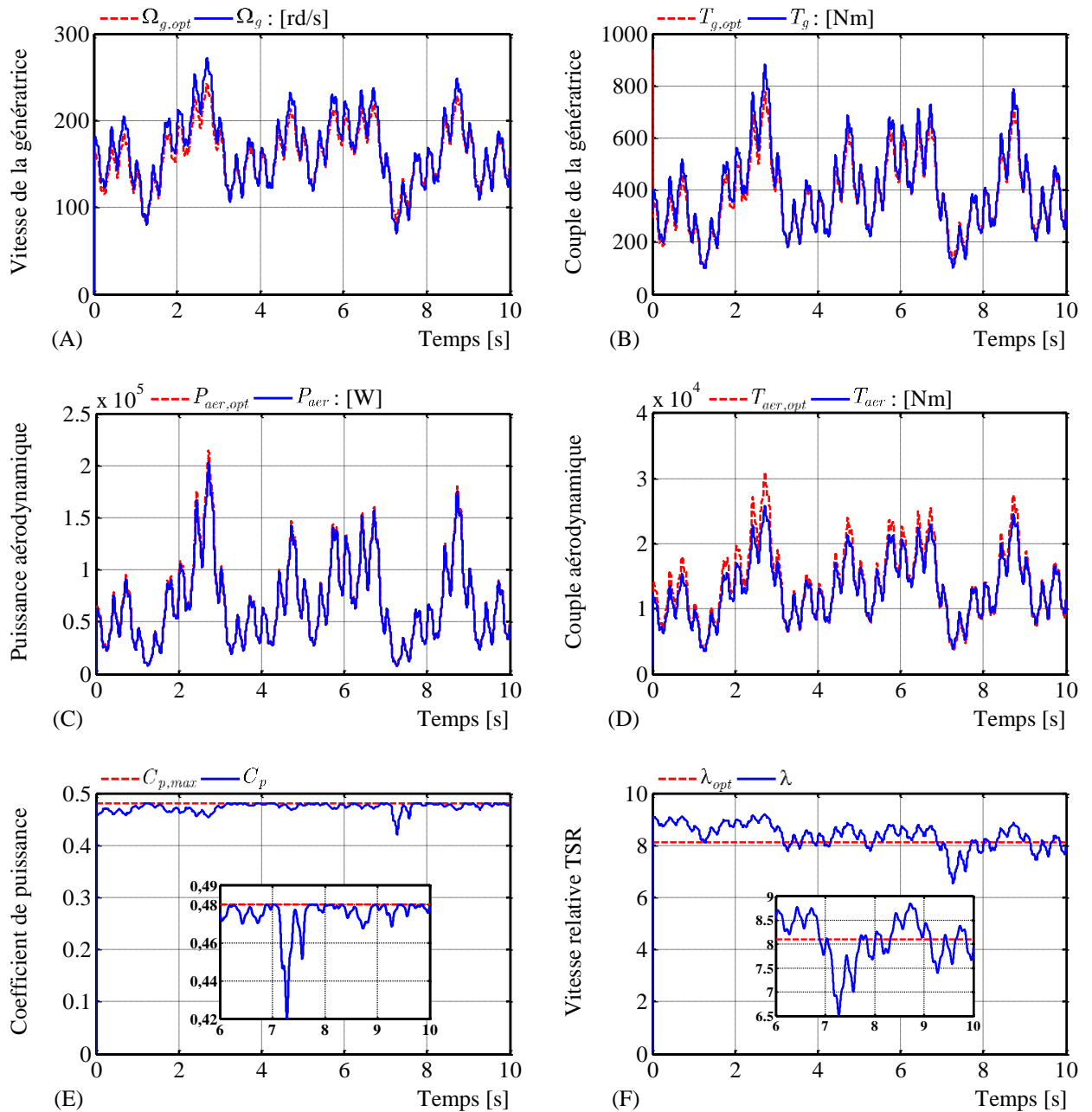
La Figure II.18 illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle de FAST pour la commande conventionnelle sans mesure de la vitesse du vent.



**Figure II. 18:** Maximisation de la puissance extraite avec la commande conventionnelle sans mesure de la vitesse du vent (avec le modèle de FAST du vent).

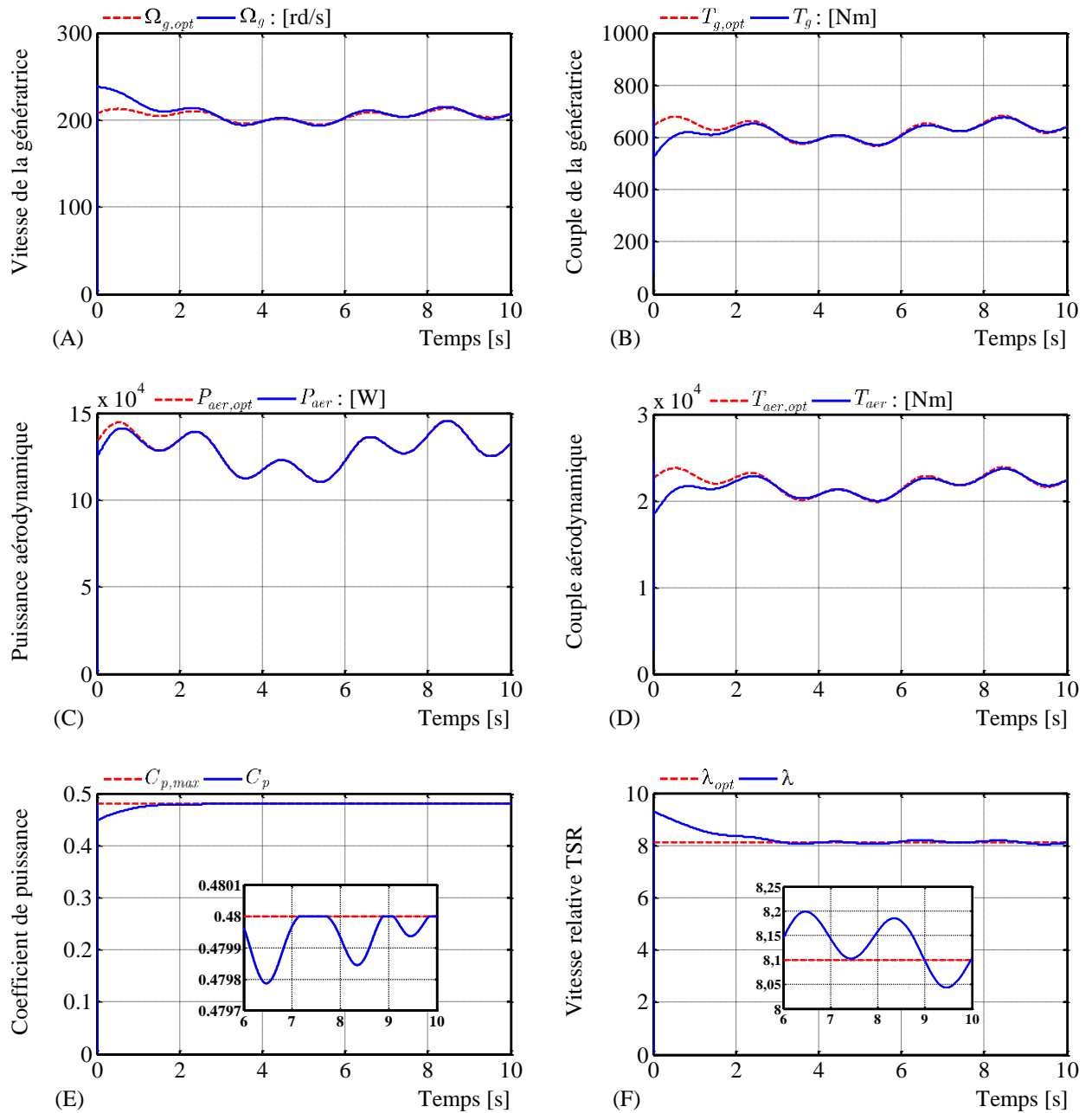
## II.7.2. Résultats obtenus avec la structure de commande conventionnelle avec mesure de la vitesse du vent

La Figure II.19 illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour la commande conventionnelle avec mesure de la vitesse du vent.



**Figure II. 19:** Maximisation de la puissance extraite avec la commande conventionnelle avec mesure de la vitesse du vent (avec le modèle aléatoire du vent).

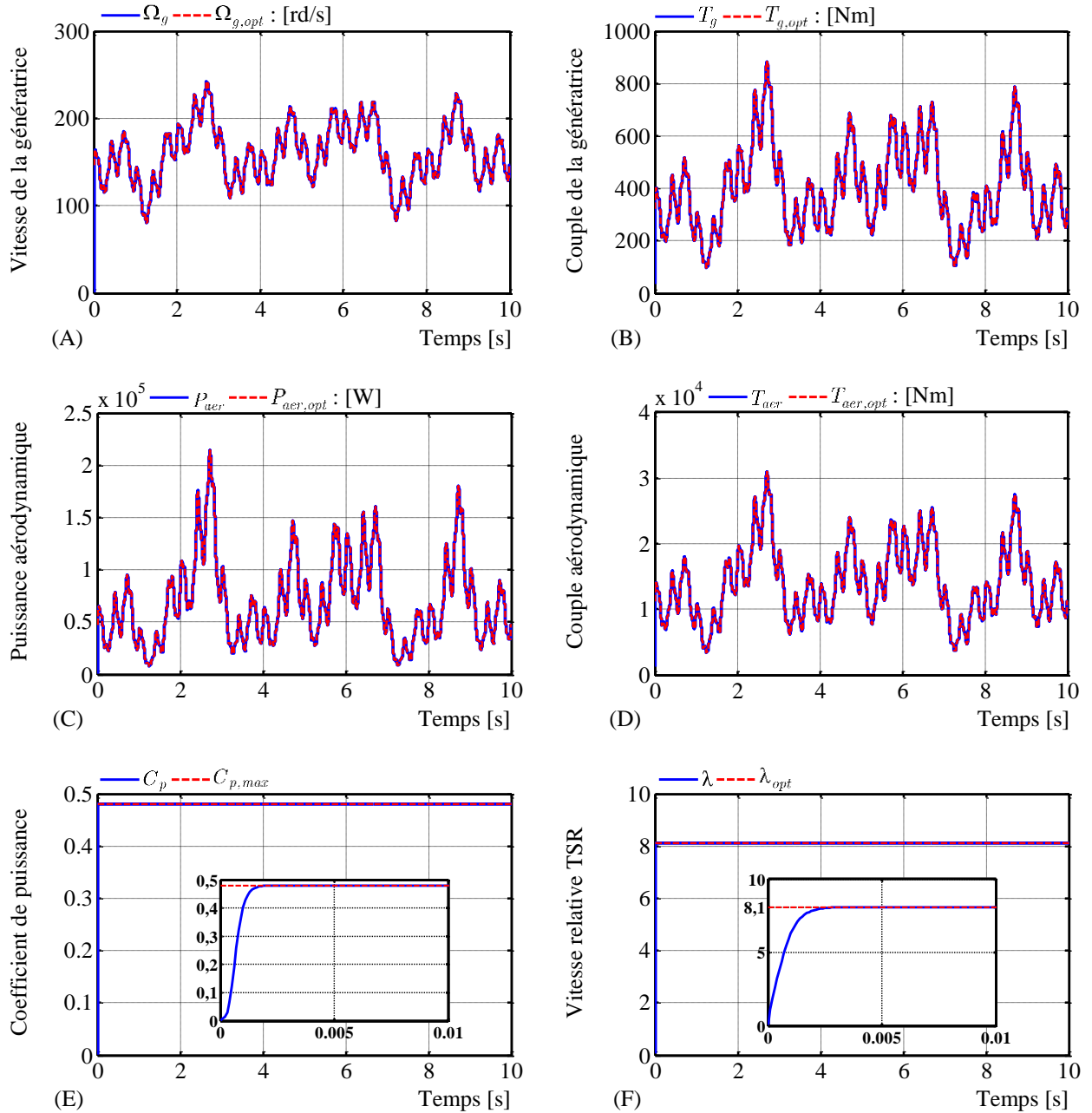
La Figure II.20 illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle de FAST pour la commande conventionnelle avec mesure de la vitesse du vent.



**Figure II. 20:** Maximisation de la puissance extraite avec la commande conventionnelle avec mesure de la vitesse du vent (avec le modèle de FAST du vent).

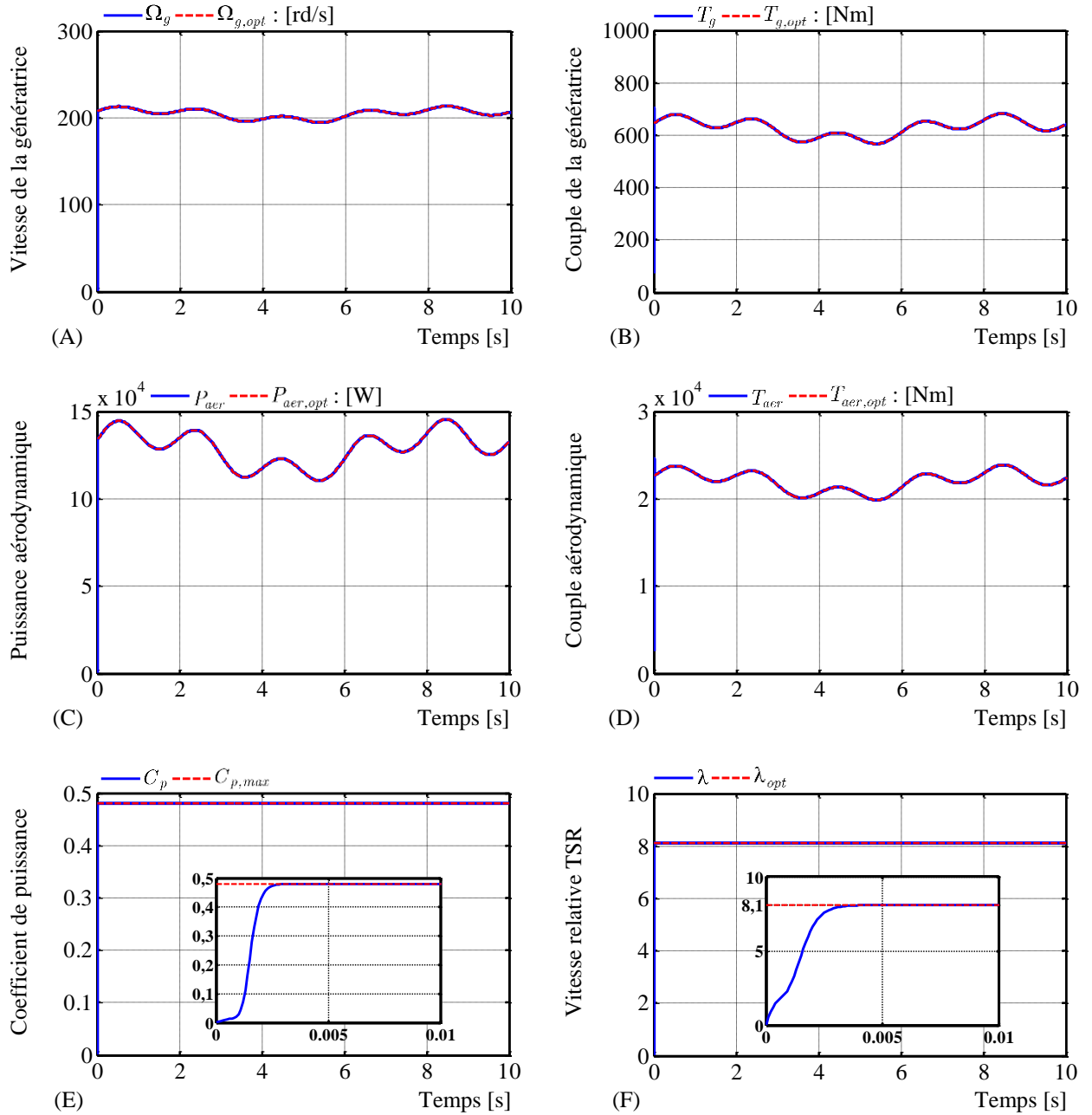
### II.7.3. Résultats obtenus avec la structure de commande par backstepping

La Figure II.21 illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour la commande par backstepping.



**Figure II. 21:** Maximisation de la puissance extraite avec la commande par backstepping (avec le modèle aléatoire du vent).

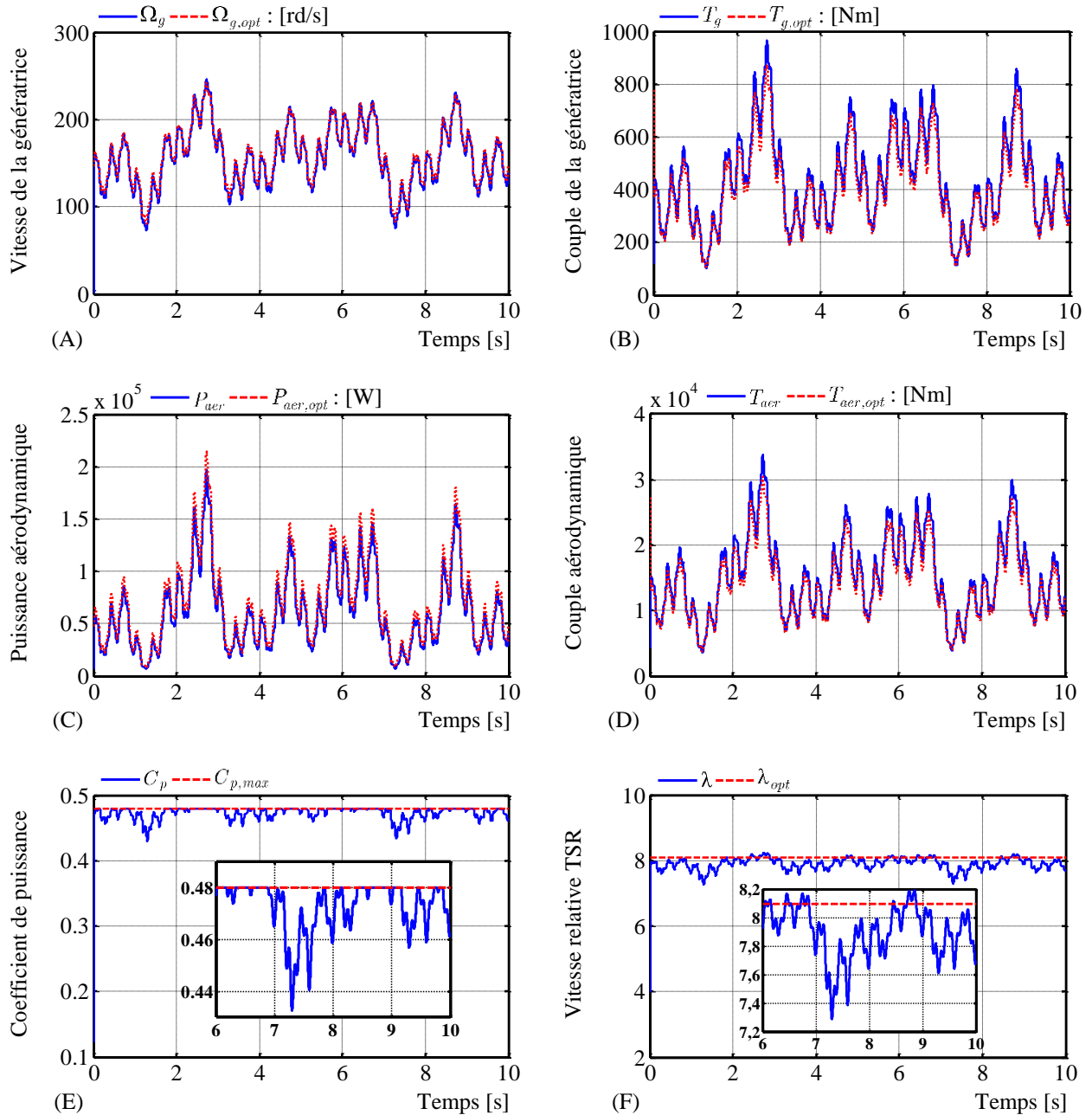
La Figure II.22 illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle de FAST pour la commande par backstepping.



**Figure II. 22:** Maximisation de la puissance extraite avec la commande par backstepping (avec le modèle de FAST du vent)

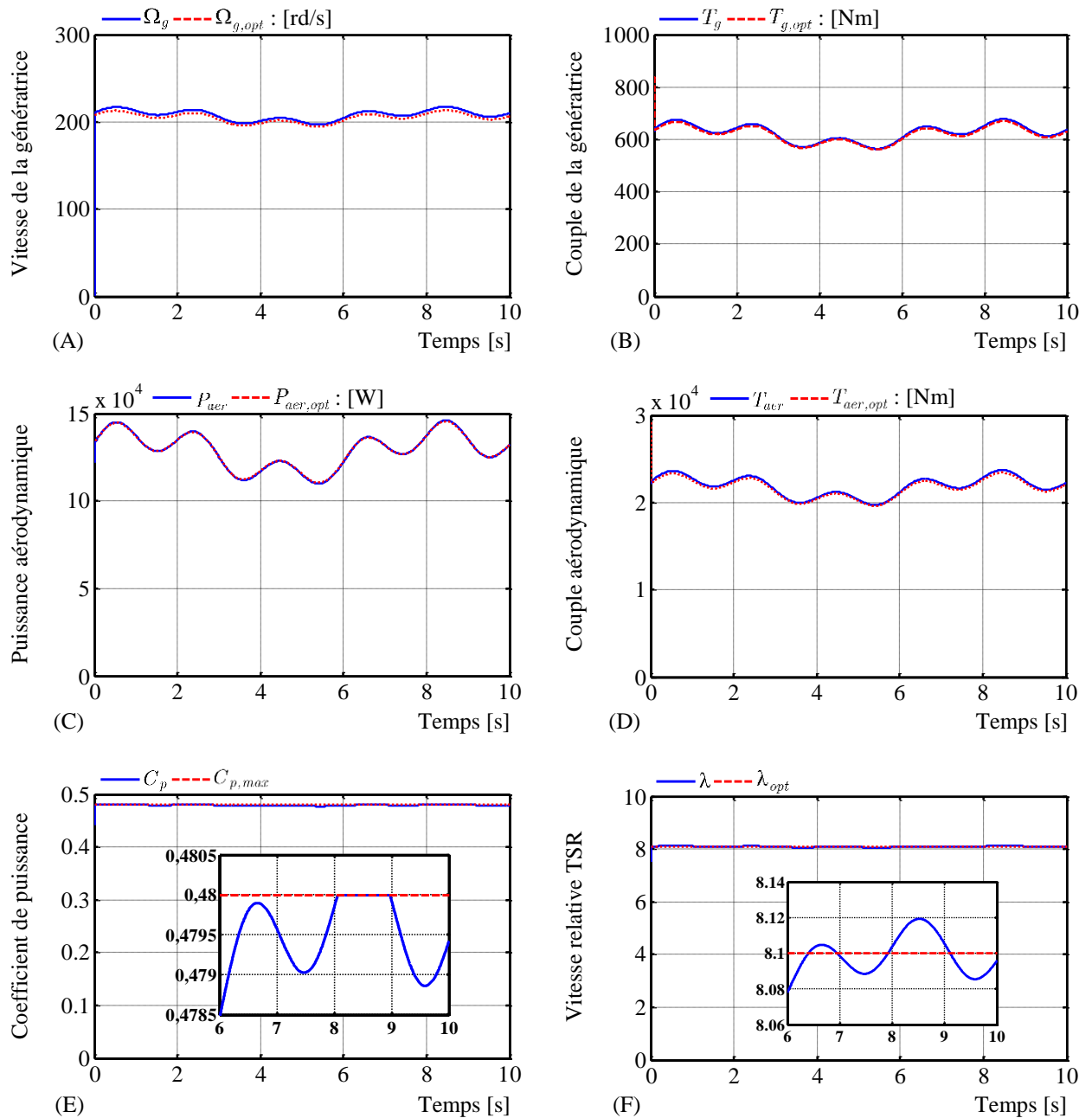
### II.7.4. Résultats obtenus avec la structure de commande adaptative

La Figure II.23 illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour la commande adaptative.



**Figure II. 23:** Maximisation de la puissance extraite avec la commande adaptative (avec le modèle aléatoire du vent).

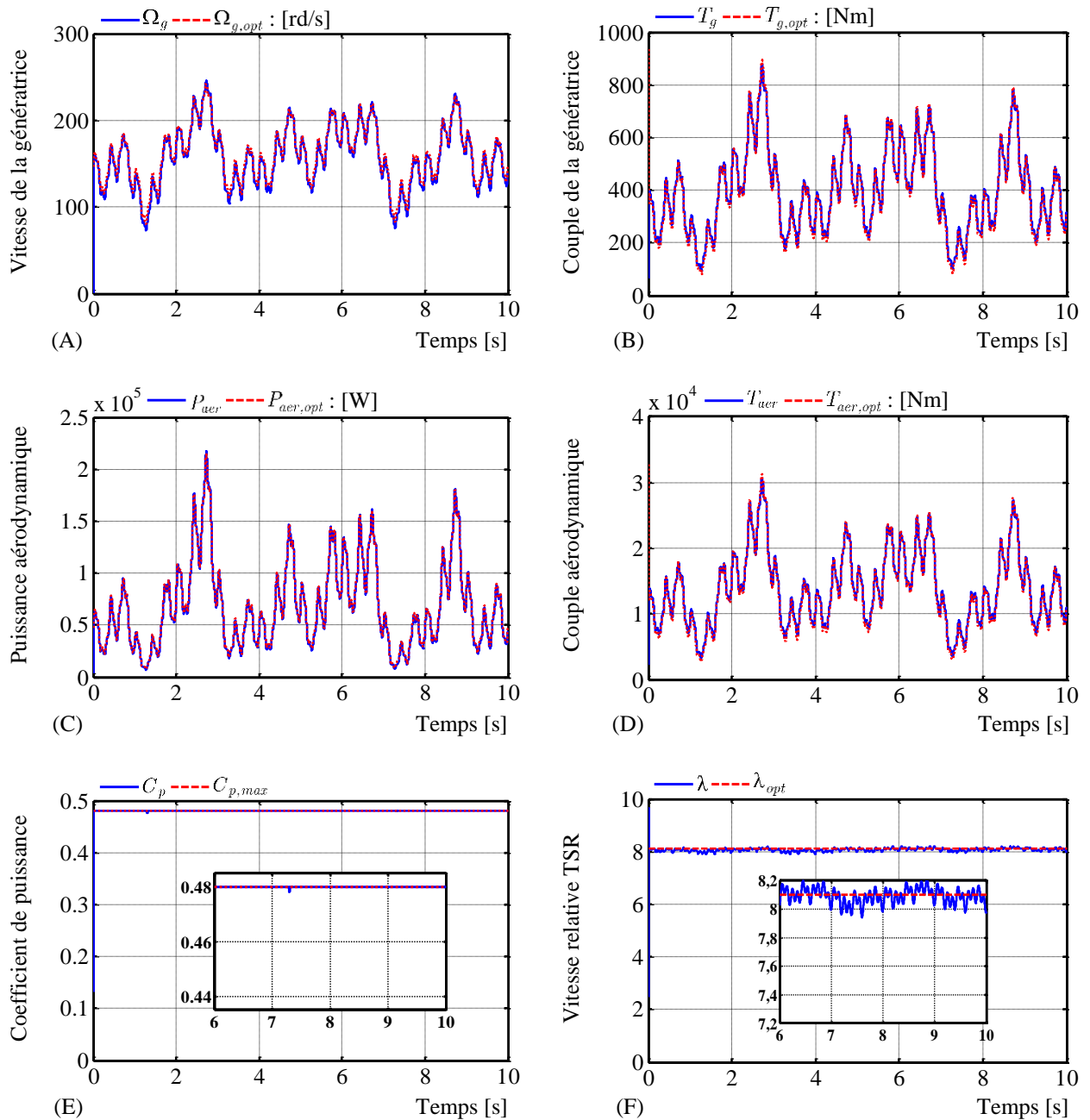
La Figure II.24 illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle de FAST pour la commande adaptative.



**Figure II. 24:** Maximisation de la puissance extraite avec la commande adaptative (avec le modèle de FAST du vent).

### II.7.5. Résultats obtenus avec la structure de commande adaptative par backstepping avec action intégrale

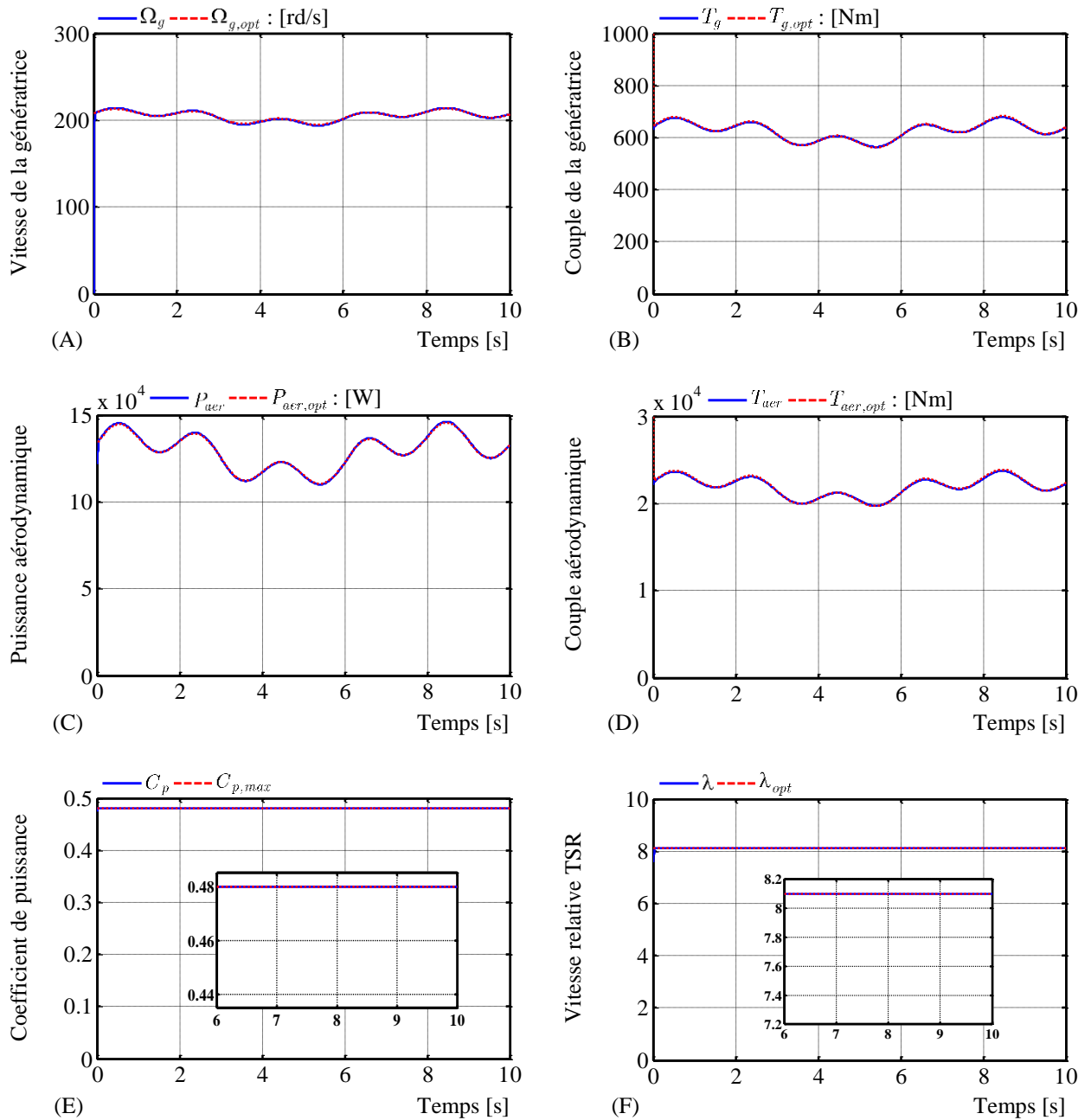
La Figure II.25 illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle aléatoire du vent pour la commande adaptative par backstepping avec action intégrale.



**Figure II. 25:** Maximisation de la puissance extraite avec la commande adaptative par backstepping avec action intégrale (avec le modèle aléatoire du vent).



La Figure II.26 illustre les performances de système éolien en utilisant le modèle de FAST pour la commande adaptative par backstepping avec action intégrale.



**Figure II. 26:** Maximisation de la puissance extraite avec la commande adaptative par backstepping avec action intégrale (avec le modèle de FAST du vent).

Les caractéristiques des cinq méthodes de MPPT sont discutées et les résultats de simulation sont résumés dans le tableau II.1. Pour une analyse numérique de l'efficacité de captage de l'énergie éolienne, le rendement aérodynamique  $\eta_{aer}$  est défini comme un rapport entre l'énergie aérodynamique extraite par l'éolienne pendant la durée de la simulation et l'énergie aérodynamique optimale disponible qui correspond à un fonctionnement de l'éolienne avec un coefficient de puissance

optimal pendant toute la durée de la simulation. L'expression de rendement aérodynamique est définie comme suit [Sai-19.d]:

$$\eta_{aer}(\%) = \frac{\int_{t_{ini}}^{t_{fin}} P_{aer}(t) dt}{\int_{t_{ini}}^{t_{fin}} P_{aer,opt}(t) dt} \times 100(\%) \quad (\text{II. 51})$$

**Tableau II. 1 :** Les caractéristiques des cinq configurations de commande.

Configurations	Complexité	Convergence	Mesure de vitesse du vent	Performance	$\eta_{aer}(\%)$
Commande classique sans mesure de la vitesse du vent	Simple	Rapide	Non	Moyenne	94.19
Commande classique avec mesure de la vitesse du vent	Simple	Lent	Oui	Moyenne	96.54
Commande par backstepping	Elevé	Très Rapide	Oui	Très bien	99.43
Commande adaptative	Elevé	Rapide	Oui	Bien	97.10
Commande adaptative par backstepping avec action intégrale	Elevé	Très Rapide	Oui	Très bien	98.58

D'après les chiffres et l'analyse résumée dans le tableau II.1, ci-dessus, il est constaté que, dans les cinq méthodes, la puissance extraite par la turbine suit la trajectoire désirée  $P_{aer,opt}$  avec une efficacité différente ; le rendement aérodynamique est résumé dans le tableau II.1. Par exemple, il s'avère que la commande par Backstepping, la commande adaptative et la commande adaptative par backstepping avec action intégrale réalisent la valeur moyenne la plus élevée du rendement. En comparaison, commande par Backstepping et commande adaptative par backstepping avec action intégrale ont une valeur moyenne approximative de 99,43% and 98,58% respectivement.

Les résultats de simulation affichent les performances dynamiques des cinq configurations de commandes pour un changement aléatoire de vitesse de vent. Les commandes sans et avec mesure de la vitesse du vent et la commande adaptative montrent une instabilité de suivre le point de fonctionnement maximale dans une démarche de changement de vitesse du vent et n'est pas en mesure de retrouver son état optimal, même sous une perturbation de vent modéré (le modèle de FAST du vent), ce qui entraîne une vibration mécanique tout au long de la turbine. En revanche, la commande backstepping et la commande adaptative par backstepping avec action intégrale offrent une meilleure capacité de suivi de MPPT même sous un changement brusque de vent, démontrant ainsi leur robustesse intrinsèque.

## II.8. Conclusion

Dans le cadre de cette thèse, on peut distinguer deux niveaux de commande d'une éolienne. La commande du premier niveau ne s'occupe pas de la partie électrique mais uniquement de la turbine. D'après la littérature, différentes configurations de commande de ce niveau étaient décrites. Ces dernières sont différentes selon le point de fonctionnement optimal donné par la caractéristique puissance/vitesse.

Dans ce chapitre, cinq configurations de commande du premier niveau, permettant d'optimiser l'extraction de la puissance éolienne, ont été simulées et discutées. En outre, un outil commun d'aborder le problème de la commande des turbines éoliennes est d'utiliser une approche par linéarisation. Toutefois, dû à des conditions de fonctionnement stochastiques, et à d'inévitables incertitudes inhérentes au système, de telles stratégies de commande se payent au prix d'un système aux performances appauvries. D'où, le recours à une configuration de commande non linéaire et robuste est une solution effective.

L'éolienne à vitesse variable est une technologie qui se développe de plus en plus, pour être intégrée dans les réseaux de distribution en moyenne tension. Pour cela, l'étude de système à base de la GSAP étant vue comme un dispositif de commande de la turbine fera l'objet du prochain chapitre et précisera les solutions qui permettront la connexion efficace au réseau électrique. Puis, la commande du deuxième niveau contrôle le système électrique (génératrice et convertisseurs de puissance), en appliquant les références issues de la commande du premier niveau (commande de la turbine). C'est pourquoi, les résultats obtenus dans ce chapitre seront exploités dans les chapitres suivants pour la commande du deuxième niveau (commande de système électrique).

---



---

## *Chapitre III :*

# Modélisation de la partie électrique du système éolien

---



---

III.1.	Introduction.....	68
III.2.	Notions sur la machine synchrone .....	68
III.2.1.	Description.....	68
III.2.2.	Types des machines synchrones triphasées.....	69
III.2.2.1.	Machine synchrone à aimants permanents.....	69
III.2.2.2.	Machine synchrone à rotor bobiné.....	70
III.3.	Notions sur la machine synchrone à aimants permanents .....	70
III.3.1.	Avantages et inconvénients.....	70
III.3.1.1.	Avantages.....	70
III.3.1.2.	Inconvénients .....	71
III.4.	Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents .....	71
III.4.1.	Hypothèses simplificatrices .....	72
III.4.2.	Modèle triphasé de la GSAP .....	72
III.4.2.1.	Représentation électrique de la GSAP dans le système triphasé .....	72
III.4.2.2.	Equations électriques .....	72
III.4.2.3.	Equations électromagnétiques (les relations flux–courants).....	73
III.4.2.4.	Equations mécaniques.....	74
III.4.3.	Modèle diphasé de la GSAP .....	75
III.4.3.1.	Choix du repère de Park.....	75
III.4.3.2.	Equations électriques .....	75
III.4.3.3.	Equations électromagnétiques (les relations flux–courants).....	76
III.4.3.4.	Equations du couple électromagnétique .....	77
III.5.	Les convertisseurs de puissance .....	77
III.5.1.	Redresseur à MLI (à deux niveaux et trois bras) .....	78
III.5.1.1.	Structure et principe de fonctionnement .....	78
III.5.1.2.	Représentation du Redresseur à MLI dans le système triphasé .....	79
III.5.1.3.	Représentation du Redresseur à MLI dans le modèle de PARK .....	81
III.5.2.	Onduleur de tension (à deux niveaux et trois bras).....	82
III.5.2.1.	Structure et principe de fonctionnement .....	82
III.5.2.2.	Représentation de l’onduleur de tension dans le système triphasé .....	83
III.5.2.3.	Représentation de l’Onduleur de tension dans le modèle de PARK.....	84
III.5.3.	Commande à MLI .....	84
III.5.3.1.	La commande MLI sinus-triangle.....	85
III.5.3.2.	La commande à MLI vectorielle.....	87
III.6.	Conclusion.....	93

### III.1. Introduction

Tout système électro-énergétique peut être considéré comme un ensemble de sous-systèmes élémentaires. Ainsi, pour simplifier l'étude de l'ensemble, chacune de ces parties est abordée séparément. Puis, une synthèse de toutes ces parties constituant le système global est à déduire.

Dans ce chapitre, nous allons aborder la modélisation de la partie électrique du système éolien (Génératrice Synchrones à Aimants Permanents (GSAP) et les deux convertisseurs de puissance), en donnant de manière explicite son modèle mathématique équivalent. Cette modélisation repose sur l'approche multi-systèmes dynamiques, ou sous-systèmes dynamiques, regroupant la structure électromécanique (machine électrique), la structure électrique (alimentation électrique) et la structure mécanique (masse tournante, couple résistant, frottement visqueux).

La modélisation de la machine synchrone triphasée est généralement traitée par la méthode des deux axes qui utilise la théorie de l'espace vectoriel pour le passage d'un système triphasé réel à un système diphasé fictif [Mar-05]. Pour certaines raisons, un certain nombre d'hypothèses simplificatrices, à définir et à respecter, peuvent être adoptées dans l'élaboration des modèles mathématiques, permettant d'une part une mise en équations particulièrement simples et d'autre part de pousser assez loin, parfois jusqu'à son terme, la résolution de certains problèmes par voie purement analytique [Elm-16].

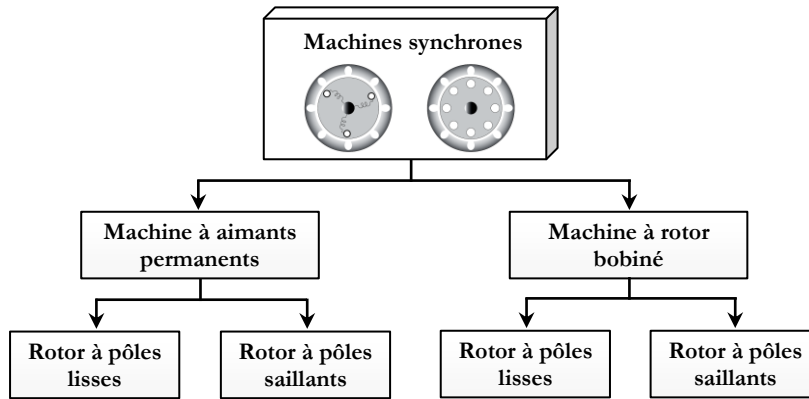
### III.2. Notions sur la machine synchrone

#### III.2.1. Description

L'ensemble des machines électriques triphasées utilisent le principe du champ magnétique tournant. Si l'on dit que la machine est synchrone, c'est parce que le rotor tourne à une vitesse constante, synchrone avec la rotation du champ magnétique [Sai-16].

La machine synchrone est formée d'un stator fixe et d'un rotor tournant. Le stator ou induit se compose d'un noyau feuilleté ayant la forme d'un cylindre vide et comportant des encoches dans lesquelles sont logés les conducteurs d'un enroulement triphasé à «  $2p$  » pôles. Les bobines constituant cet enroulement sont décalées de  $2\pi/3$  et toujours raccordées en étoile. Le neutre est généralement accessible pour permettre sa mise à la terre. Le rotor ou inducteur comporte «  $p$  » pôles nord et «  $p$  » pôles sud intercalés. Ces pôles sont créés par des bobines alimentées en courant continu ou par des aimants permanents. Le rotor est soit à pôles saillants ou à pôles lisses [May-14].

Du point de vue conception, on regroupe les machines synchrones triphasées en 4 catégories présentées dans la Figure III. 1. On appellera, par exemple, machine synchrone à aimants permanents (MSAP) à pôles saillants toute machine synchrone comportant des aimants au rotor avec une saillance.



**Figure III. 1:** Classification des machines synchrones triphasées.

### III.2.2. Types des machines synchrones triphasées

Le rotor d'une machine synchrone se présente sous deux formes distinctes définissant ainsi deux familles de machines, machine à rotor bobiné et à aimants permanents. Dans les deux types de rotor, nous avons deux catégories à distinguer; les machines à pôles lisses et à pôles saillants.

- **Rotor à pôles saillants<sup>1</sup>**

Il comporte habituellement un grand nombre de paires de pôles. Il est utilisé généralement pour les machines à faibles et moyennes puissances telles que les alternateurs utilisés dans les centrales hydrauliques.

- **Rotor à pôles lisses<sup>2</sup>**

Utilisé généralement aux grandes puissances, par exemple, les turbines à vapeur des centrales thermiques ou des centrales nucléaires.

#### III.2.2.1. Machine synchrone à aimants permanents

Comme son nom l'indique, le rotor est constitué en partie d'un aimant naturel. Il n'est donc pas nécessaire de posséder une autre source d'énergie électrique pour créer un champ constant dans le rotor au contraire du rotor bobiné. Ceci présente l'avantage d'éliminer le système balais-bague. Les pertes joules rotoriques sont nulles.



(a) Rotor à pôles saillants

(b) Rotor à pôles lisses

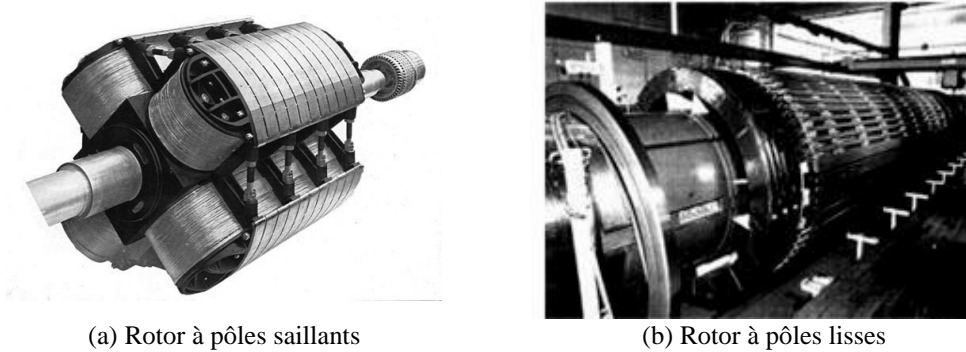
**Figure III. 2:** Types du rotor à aimant permanent [Elh-19].

<sup>1</sup> La distance entre le stator et le rotor n'est pas uniforme suivant toutes les directions.

<sup>2</sup> La distance entre le stator et le rotor est uniforme suivant toutes les directions.

### III.2.2.2. Machine synchrone à rotor bobiné

Comme son nom l'indique, le rotor est constitué d'un ou des noyaux magnétiques composés de tôles et d'une ou plusieurs bobines enroulées autour de ces noyaux. Ces bobines correctement associées en série permettent d'obtenir des pôles nord et sud.



**Figure III. 3:** Types du rotor bobiné [Elh-19].

### III.3. Notions sur la machine synchrone à aimants permanents

Les machines synchrones à aimants permanents sont des machines sans balais (Brushless); les pertes sont surtout localisées au stator, ce qui améliore le rendement de la machine par rapport aux autres type de machines. De plus, elles possèdent une puissance massique importante. La commande de ces machines est un domaine relativement mûr aujourd'hui, en comparaison avec les autres types de machines.

Les aimants permanents procurent un certain nombre d'améliorations et avantages aux machines synchrones; inertie faible, couple élevé, ...etc, par rapport aux autres type de machines ; à courant continu, synchrone à excitation électrique et asynchrone.

#### III.3.1. Avantages et inconvénients

##### III.3.1.1. Avantages

L'apparition d'aimants performants et le développement des composants d'électronique de puissance sont les raisons qui ont poussé un bon nombre de chercheurs et industriels à se lancer dans des investigations dans le domaine des associations convertisseurs statiques-machines synchrones à aimants permanents.

L'utilisation des aimants permanents dans les machines électriques pour la production du flux présente plusieurs avantages [Meg-15]:

- Pertes Joule d'inducteur nulles.
- Une grande facilité de refroidissement, car les pertes sont localisées au stator.
- Un rendement plus élevé.
- La suppression des frottements des balais sur le collecteur.
- La diminution des problèmes de maintenance.

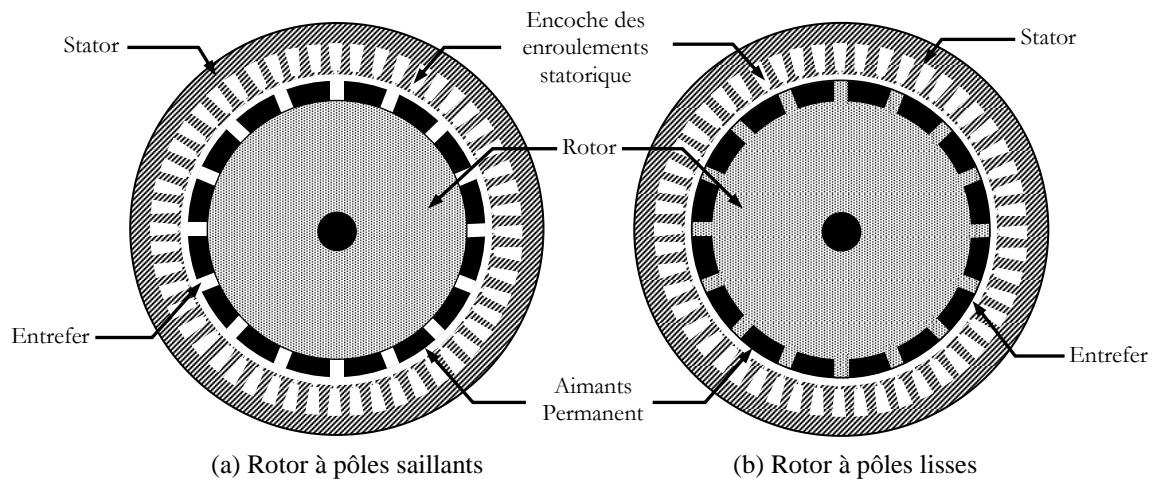
### III.3.1.2. Inconvénients

Le principal inconvénient réside dans la difficulté de réglage du flux d'inducteur et de ce fait la commande du moteur ou de la génératrice est effectuée par action extérieure.

### III.4. Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents

La modélisation de la machine électrique est une étape primordiale pour l'élaboration des systèmes de commande. Les progrès de l'informatique et du génie des logiciels, permettent de réaliser des simulations performantes et d'envisager l'optimisation des systèmes de régulation [Bel-14].

Dans une GSAP, le champ magnétique est produit par des aimants permanents. Selon la manière avec laquelle les aimants sont montés sur le rotor on peut considérer deux types de GSAP [Zai-14] (Figure III. 4).



**Figure III. 4:** Structures d'inducteurs à aimants [Wu-11].

Comme le montre la Figure III. 4b, dans ce modèle les aimants sont placés sur la surface du noyau de rotor, séparés par des matières non ferrite entre deux aimants adjacents. Étant donné que la perméabilité des aimants est très proche de celle des matériaux non ferrite, l'entrefer effectif entre le noyau du rotor et du stator est uniformément répartie autour de la surface du rotor. Ce type de configuration est aussi connu comme une GSAP à pôles non saillants (pôles lisses). Son principal avantage est sa simplicité et son faible coût de construction par rapport aux autres structures. Toutefois, les aimants sont soumis à des forces centrifuges qui peuvent causer le détachement du rotor et, par conséquent, les GSAP montés en surface (à pôles lisses) sont principalement utilisés dans des applications à faible vitesse. Dans un système de conversion d'énergie éolienne à entraînement direct, la génératrice synchrone est utilisée avec un nombre élevé de pôles.

Dans la GSAP à pôles saillants (Figure III. 4a), les aimants permanents sont incrustés dans la surface du rotor, les forces centrifuges aident à maintenir les aimants attachés au noyau de rotor. Cette configuration permet également de réduire le stress de rotation associés aux forces centrifuges par



rapport à la GSAP montés en surface et, par conséquent, ce type de générateur peut fonctionner à des vitesses de rotation élevées.

### III.4.1. Hypothèses simplificatrices

Pour établir des relations simples entre les tensions d'alimentation, les courants et les flux, nous utilisons les hypothèses simplificatrices suivantes [Lou-16]:

- La saturation et l'hystérésis du circuit magnétique sont négligeables ainsi que les pertes par courant de Foucault, ceci permet l'établissement des relations linéaires entre flux et courant.
- On suppose que la distribution de la force magnétomotrice est sinusoïdale, ce qui nous permet de ne considérer que la première harmonique d'espace électrique (le fondamental).
- Les réactances de fuites sont indépendantes de la position du rotor.

### III.4.2. Modèle triphasé de la GSAP

#### III.4.2.1. Représentation électrique de la GSAP dans le système triphasé

La machine synchrone à aimant permanent est représentée sur la Figure III. 5 par ces trois enroulements statoriques. L'induction magnétique des aimants permanents est représentée par une source de flux qui tourne à la vitesse du rotor ( $\omega$ ).

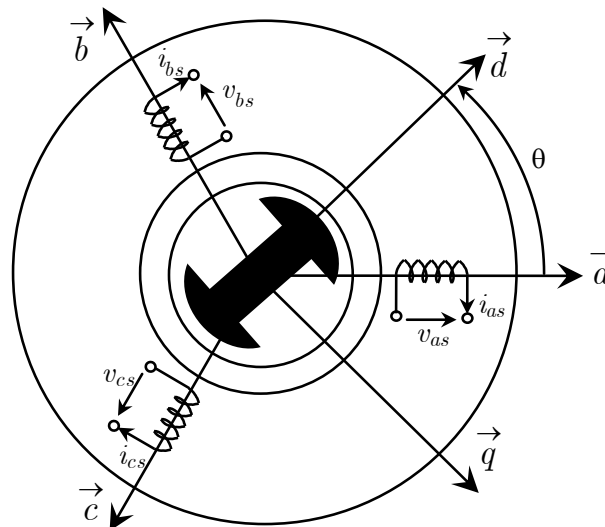


Figure III. 5: Représentation électrique de la GSAP.

#### III.4.2.2. Equations électriques

Par application de la loi de Faraday<sup>3</sup> à la GSAP, la loi des mailles s'exprime par la relation :

$$v_{abc,s} = -R_s i_{abc,s} + \frac{d}{dt} \phi_{abc} \quad (\text{III. 1})$$

<sup>3</sup> La loi de Faraday stipule que la force électromotrice induite dans un bobinage fermé placé dans un champ magnétique est proportionnelle à la variation au cours du temps du flux du champ magnétique qui traverse le circuit ( $E = -d\Phi/dt$ ).

Prenant en compte les hypothèses simplificatrices citées précédemment, on peut exprimer le modèle de cette machine par les relations suivantes :

$$\begin{cases} v_{as} = -R_s i_{as} + \frac{d}{dt} \phi_{as} \\ v_{bs} = -R_s i_{bs} + \frac{d}{dt} \phi_{bs} \\ v_{cs} = -R_s i_{cs} + \frac{d}{dt} \phi_{cs} \end{cases} \quad (\text{III. 2})$$

Ou :

$$\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{as} \\ \phi_{bs} \\ \phi_{cs} \end{bmatrix} \quad (\text{III. 3})$$

D'où la forme matricielle condensée :

$$[V_s] = -[R_s][I_s] + \frac{d}{dt} [\Phi_s] \quad (\text{III. 4})$$

Avec :

$$[V_s] = [v_a, v_b, v_c]^T : \text{ Vecteur des tensions statoriques,}$$

$$[I_s] = [i_a, i_b, i_c]^T : \text{ Vecteur des courants statoriques,}$$

$$[\Phi_s] = [\phi_a, \phi_b, \phi_c]^T : \text{ Vecteur des flux statoriques,}$$

$$[R_s] : \text{ Résistances d'une phase statorique.}$$

### III.4.2.3. Equations électromagnétiques (les relations flux–courants)

La relation entre flux et courants, s'exprime par les équations suivantes :

$$\begin{cases} \phi_{as} = \phi_{ap} + \phi_{ab} + \phi_{ac} + \phi_{af} \\ \phi_{bs} = \phi_{bp} + \phi_{ba} + \phi_{bc} + \phi_{bf} \\ \phi_{cs} = \phi_{cp} + \phi_{ca} + \phi_{cb} + \phi_{cf} \end{cases} \quad (\text{III. 5})$$

Avec :

$$\phi_{xp} : \text{ Flux propre de l'enroulement } (x), \quad x = a, b, c,$$

$$\phi_{xy} : \text{ Flux crée par l'enroulement } (y) \text{ et embrassé par l'enroulement } (x) \quad (x \neq y),$$

$$\phi_{xf} : \text{ Flux crée par les aimants et embrassé par l'enroulement } (x), \quad x = a, b, c.$$

Où :

$$\begin{bmatrix} \phi_{ap} \\ \phi_{bp} \\ \phi_{cp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s i_{as} \\ L_s i_{as} \\ L_s i_{as} \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} \phi_{ab} + \phi_{ac} \\ \phi_{ba} + \phi_{bc} \\ \phi_{ca} + \phi_{cb} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{ab} i_{bs} + M_{ac} i_{cs} \\ M_{ba} i_{as} + M_{bc} i_{cs} \\ M_{ac} i_{as} + M_{bc} i_{bs} \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} \phi_{af} \\ \phi_{bf} \\ \phi_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_f \cos(\theta) \\ \phi_f \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \phi_f \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}$$

Donc, l'équation (III. 5) s'écrit comme suit :

$$\begin{cases} \phi_{as} = L_s i_{as} + M_{ab} i_{bs} + M_{ac} i_{cs} + \phi_f \cos(\theta) \\ \phi_{bs} = M_{ba} i_{as} + L_s i_{bs} + M_{bc} i_{cs} + \phi_f \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \phi_{cs} = M_{ca} i_{as} + M_{cb} i_{bs} + L_s i_{cs} + \phi_f \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (\text{III. 6})$$

Etant donné que la machine est de construction triphasée symétrique, alors :

$$\begin{aligned} M_{ab} &= M_{ba} = M \\ M_{ac} &= M_{ca} = M \\ M_{bc} &= M_{cb} = M \end{aligned}$$

Avec :

$L_s$  : *L'inductance propre d'une phase statorique,*  
 $M_{xy}$  : *L'inductance mutuelle entre deux phases statoriques.*

Alors, l'expression (III. 6) s'écrit sous la forme matricielle :

$$[\Phi_s] = [L_s][I_s] + [\Phi_f] \quad (\text{III. 7})$$

Avec :

$$[\Phi_s] = [\phi_{as}, \phi_{bs}, \phi_{cs}]^T \quad (\text{III. 8})$$

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{bmatrix} \quad (\text{III. 9})$$

$$[\Phi_f] = \phi_f \left[ \cos(\theta) \quad \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \right]^T \quad (\text{III. 10})$$

#### III.4.2.4. Equation mécanique

L'équation la plus simple d'un rotor d'une GSAP en mouvement s'écrit :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T_g - T_{em} - T_f \quad (\text{III. 11})$$

Avec :

$$T_f \cong f \Omega \quad \text{et} \quad \Omega = \frac{\omega}{p}$$

Avec :

$J$  : *Le moment d'inertie total de la machine,*  
 $f$  : *Le coefficient dû aux frottements visqueux,*  
 $T_g$  : *Le couple moteur appliqué sur la génératrice,*  
 $T_f$  : *Le couple de frottements.*

Ces équations présentent deux inconvénients majeurs:

1. Un nombre important de variables couplées entre elles,
2. La dépendance de vecteur de Flux crée par les aimants  $[\Phi_s]$  à l'angle de rotation  $\theta$ .

Pour résoudre ce problème, on utilise des transformations (des variables triphasés de la machine synchrone à aimant permanent) permettant de passer du repère triphasé réel (a, b, c) à un repère biphasé tournant (d, q) (Transformation de PARK<sup>4</sup>) (voir Annexe B) [Mez-06]. Cette transformation présente les avantages suivants:

1. Simplifier le modèle dynamique de la machine,
2. Travailler avec un système à deux équations au lieu d'un système à trois équations correspondant à une équation par phase,
3. Éliminer les variables de nature sinusoïdales et travailler avec des grandeurs continues.

### III.4.3. Modèle diphasé de la GSAP

#### III.4.3.1. Choix du repère de Park

Pour bénéficier de façons judicieuses des simplifications apportées par la transformation de Park, nous choisissons un repère (d, q) tournant à la vitesse du rotor. Ainsi, les grandeurs du rotor (flux inducteur) ne subissent aucun changement. Donc, la transformation de Park s'applique seulement aux grandeurs statoriques [Qua-13].

#### III.4.3.2. Equations électriques

L'application de la transformation de Park suivant le repère biphasé (d, q) synchrone lié au rotor permet d'écrire :

$$\begin{cases} [V_{dqs}] = [P(\theta)][V_s] \\ [I_{dqs}] = [P(\theta)][I_s] \\ [\Phi_{dqs}] = [P(\theta)][\Phi_s] \end{cases} \quad (\text{III. 12})$$

Avec :

$$[P(\theta)]: \quad \text{La matrice de passage direct de Park,}$$

$$[P(\theta)]^{-1}: \quad \text{La matrice de passage inverse de Park.}$$

En remplaçant (III. 12) dans (III. 2), on obtient :

$$[P(\theta)]^{-1}[V_{dqs}] = -[R_s][P(\theta)]^{-1}[I_{dqs}] + \frac{d}{dt} \{ [P(\theta)]^{-1}[\Phi_s] \} \quad (\text{III. 13})$$

<sup>4</sup> **Robert H. Park** (1902-1994 États-Unis) a proposé pour la première fois la transformée éponyme en 1929. En 2000, cet article a été classé comme étant la deuxième publication ayant eu le plus d'influence dans le domaine de l'électrotechnique au XXe siècle.

On multipliant les deux termes par  $[P(\theta)]$  et après simplification, on trouve :

$$[V_{dqs}] = -[R_s][I_{dqs}] + \frac{d}{dt} [\Phi_{dqs}] \pm \omega [\Phi_{dqs}] \quad (\text{III. 14})$$

Ou :

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \phi_{ds} - \omega \phi_{qs} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \phi_{qs} + \omega \phi_{ds} \end{cases} \quad (\text{III. 15})$$

### III.4.3.3. Equations électromagnétiques (les relations flux–courants)

On applique la transformation de Park aux relations entre flux et courants (III. 7), on trouve les relations électromagnétiques de la machine généralisée:

$$[P(\theta)]^{-1} [\Phi_{dqs}] = [L_s][P(\theta)]^{-1} [I_{dqs}] + [\Phi_f] \quad (\text{III. 16})$$

Donc:

$$[\Phi_{dqs}] = \{ [P(\theta)][L_s][P(\theta)]^{-1} \} [I_{dqs}] + [P(\theta)][\Phi_f] \quad (\text{III. 17})$$

Etant donné que la composante homopolaire est nulle, on aboutit finalement au système suivant :

$$\begin{cases} \phi_{ds} = -L_d i_{ds} + \phi_f \\ \phi_{qs} = -L_q i_{qs} \end{cases} \quad (\text{III. 18})$$

Avec :

$L_d$  et  $L_q$  Inductances directe et en quadrature,

:

$\phi_f$ : Flux des aimants.

En remplace l'équation (III. 18) dans (III. 15), on trouve :

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} - L_d \frac{d}{dt} i_{ds} + \omega L_q i_{qs} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} - L_q \frac{d}{dt} i_{qs} - \omega L_d i_{ds} + \omega \phi_f \end{cases} \quad (\text{III. 19})$$

Ces équations peuvent être représentées par le schéma électrique équivalent [Ben-16]:

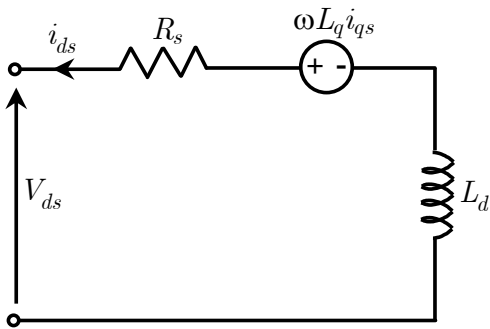


Figure III. 6a: Circuit équivalent d'axe (d).

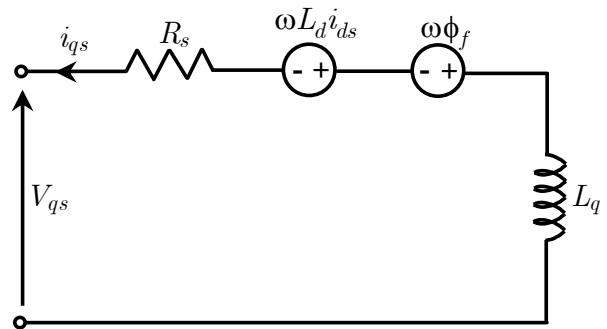
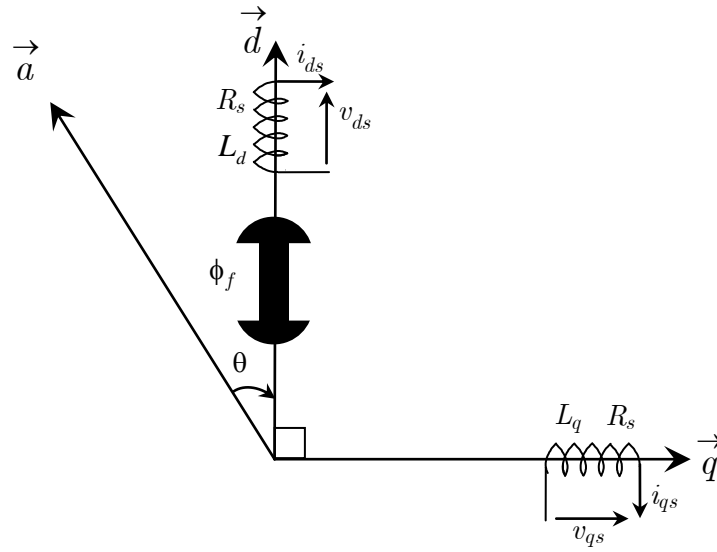


Figure III. 6b: Circuit équivalent d'axe (q).

La machine diphasée sera représentée dans l'espace électrique par la Figure III. 7 :



**Figure III. 7:** Représentation des enroulements fictifs d'axes «d» et «q».

#### III.4.3.4. Equations du couple électromagnétique

La puissance instantanée électrique aux bornes de la machine est :

$$p_e(t) = v_{as}i_{as} + v_{bs}i_{bs} + v_{cs}i_{cs} \quad (\text{III. 20})$$

En utilisant les propriétés de la matrice de Park, après un calcul simple on trouve :

$$p_e(t) = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} \quad (\text{III. 21})$$

En remplaçant les expressions de  $v_{ds}$  et  $v_{qs}$  dans l'équation (III. 21) :

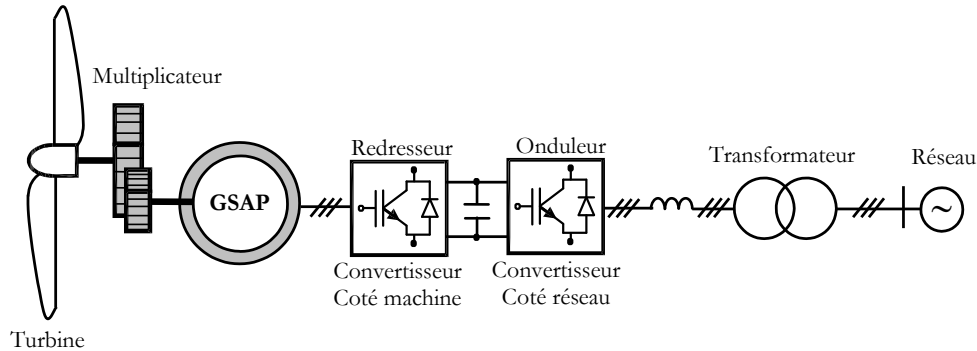
$$p_e(t) = \underbrace{-R_s(i_{ds}^2 + i_{qs}^2)}_{(1)} - \underbrace{\left[ i_{ds}L_d \frac{d}{dt} i_{ds} + i_{qs}L_q \frac{d}{dt} i_{qs} \right]}_{(2)} + \underbrace{\left[ (L_q - L_d)i_{ds}i_{qs}\omega + \phi_f i_{qs}\omega \right]}_{(3)} \quad (\text{III. 22})$$

- Le premier terme représente les pertes joules dans l'induit.
- Le deuxième terme représente la variation par unité de temps de l'énergie magnétique emmagasinée.
- Le troisième terme représente la puissance mécanique transformée en puissance électrique à l'intérieure de la machine, comme  $\omega$  est la vitesse instantanée de rotation, on déduit l'expression du couple électromagnétique :

$$T_{em} = p(L_q - L_d)i_{ds}i_{qs} + \phi_f i_{qs} \quad (\text{III. 23})$$

### III.5. Les convertisseurs de puissance

Plusieurs structures de conversion de l'énergie électrique fournie par la génératrice éolienne à vitesses variables peuvent être utilisées dans le but d'avoir une tension à fréquence et à amplitude constants du côté réseau. Ces structures sont basées sur des dispositifs d'électronique de puissance (Figure III. 8), et se sont caractérisées par leurs performances et avantages sur les plans techniques et économiques.



**Figure III. 8:** Schéma de l'ensemble aérogénérateur éolien-convertisseurs.

Selon la topologie des convertisseurs utilisés, on peut d'écrire les structures couramment utilisées dans les chaînes de conversion d'énergie dédiées aux aérogénérateurs synchrones à aimants permanents. L'ensemble d'une chaîne de conversion électrique comprend :

- Un redresseur à MLI d'entrée,
- Un filtre passe bas comportant un condensateur de forte capacité qui rend les ondulations dans la tension du bus continu négligeables à l'entrée de l'onduleur,
- Un onduleur à MLI de tension,

L'emploi de deux convertisseurs de l'électronique de puissance permet de découpler la fréquence du réseau de la fréquence variable des courants de la machine, par la création d'un bus continu intermédiaire. Avec une telle structure, les fluctuations rapides de la puissance générée peuvent être filtrées par le condensateur en autorisant une variation de la tension du bus continu sur une plage donnée [Che-10].

Dans notre étude, on suppose que tous les éléments constituant les convertisseurs statiques sont parfaits. L'étude qui sera faite par la suite et qui concerne les différents convertisseurs constituant de cette chaîne repose sur cette hypothèse.

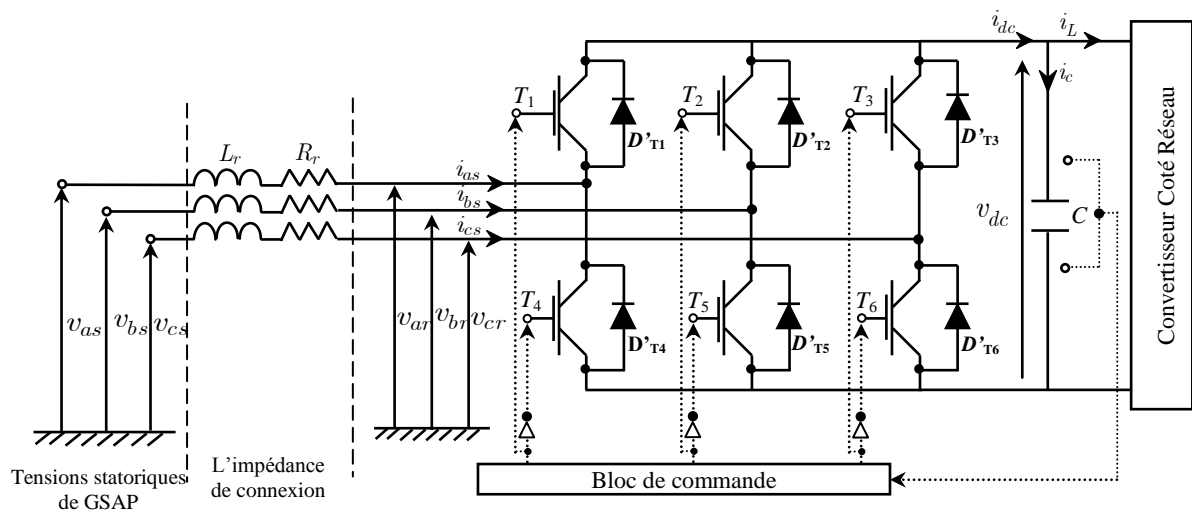
### III.5.1.Redresseur à MLI (à deux niveaux et trois bras)

#### III.5.1.1. Structure et principe de fonctionnement

Etant donné que le GSAP produit une tension à fréquence et à amplitude variables, des dispositifs d'électronique de puissance supplémentaires sont nécessaires pour satisfaire les besoins demandés par le réseau électrique [Qua-13]. La méthode souvent utilisée est de redresser et traiter la tension

de sortie (tension continue) avant de l'introduire comme tension d'entrée de l'onduleur coté réseau électrique. Dans cette étude, nous utilisons un redresseur à MLI pour redresser la tension produite par le GSAP [Sai-18.b].

Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs à MLI sont réalisés à l'aide de semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture. La possibilité de 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 avec deux transistors bipolaires avec des diodes (Figure III. 9), qui sont présentées comme des interrupteurs. Ils peuvent être commandés en ouverture '1' et en fermeture '0' [Ken-12].



**Figure III. 9:** Structure du redresseur à MLI.

Éléments de base du redresseur, les interrupteurs de puissance se composent, selon la puissance commutée, de GTO (Gate Turn Off), de MOS de puissance ou d'IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), en parallèle avec une diode (Figure III. 9). La diode permet d'assurer la continuité du courant lors du changement de sens de celui-ci.

### III.5.1.2. Représentation du Redresseur à MLI dans le système triphasé

L'architecture de ce convertisseur se compose de plusieurs bras, connectés chacun à une phase statorique et comportant deux interrupteurs.

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

$$\begin{cases} v_{as} = L_r \frac{d}{dt} i_{as} + R_r i_{as} + v_{ar} \\ v_{bs} = L_r \frac{d}{dt} i_{bs} + R_r i_{bs} + v_{br} \\ v_{cs} = L_r \frac{d}{dt} i_{cs} + R_r i_{cs} + v_{cr} \end{cases} \quad (\text{III. 24})$$



D'un autre côté, les tensions  $v_{s,abc}$  sont reliées avec la tension de sortie  $v_{dc}$  par (voir Annexe C) :

$$\begin{cases} v_{ar} = \left[ S_a - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] v_{dc} \\ v_{br} = \left[ S_b - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] v_{dc} \\ v_{cr} = \left[ S_c - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] v_{dc} \end{cases} \quad (\text{III. 25})$$

Ou sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix} = \frac{v_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III. 26})$$

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

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

D'où :

$$\begin{cases} v_{as} = L_r \frac{d}{dt} i_{as} + R_r i_{as} + \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} v_{dc} \\ v_{bs} = L_r \frac{d}{dt} i_{bs} + R_r i_{bs} + \frac{-S_a + 2S_b - S_c}{3} v_{dc} \\ v_{cs} = L_r \frac{d}{dt} i_{cs} + R_r i_{cs} + \frac{-S_a - S_b + 2S_c}{3} v_{dc} \end{cases} \quad (\text{III. 27})$$

Ou sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_r & 0 & 0 \\ 0 & L_r & 0 \\ 0 & 0 & L_r \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \frac{v_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III. 28})$$

D'où la forme matricielle condensée :

$$[V_s] = [L_r] \frac{d}{dt} [I_s] + [R_r][I_s] + v_{dc} [K][S_i] \quad (\text{III. 29})$$

Avec :

$$\begin{aligned} [V_s] &= [v_a, v_b, v_c]^T : \text{Vecteur des tensions statoriques,} \\ [I_s] &= [i_a, i_b, i_c]^T : \text{Vecteur des courants statoriques,} \\ [S_i] &= [S_a, S_b, S_c]^T : \text{Vecteur des états des interrupteurs de redresseur dans le repère } a, b \text{ et } c, \\ [R_r] &: \text{Résistance de la ligne de connexion,} \\ [L_r] &: \text{L'inductance de la ligne de connexion.} \end{aligned}$$

Le courant de sortie du redresseur est donné par :

$$i_{dc} = S_a i_{as} + S_b i_{bs} + S_c i_{cs} \quad (\text{III. 30})$$

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

$$i_c = i_{dc} - i_L \quad (\text{III. 31})$$

Ou :

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} = S_a i_{as} + S_b i_{bs} + S_c i_{cs} - i_L \quad (\text{III. 32})$$

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

$$\begin{cases} L_r \frac{d}{dt} i_{as} = v_{as} - R_r i_{as} + \frac{S_b + S_c - 2S_a}{3} v_{dc} \\ L_r \frac{d}{dt} i_{bs} = v_{bs} - R_r i_{bs} + \frac{S_a + S_c - 2S_b}{3} v_{dc} \\ L_r \frac{d}{dt} i_{cs} = v_{cs} - R_r i_{cs} + \frac{S_a + S_b - 2S_c}{3} v_{dc} \\ C \frac{d}{dt} v_{dc} = S_a i_{as} + S_b i_{bs} + S_c i_{cs} - i_L \end{cases} \quad (\text{III. 33})$$

D'où la forme condensée suivante :

$$\begin{cases} L_r \frac{d}{dt} i_{hs} = v_{hs} - R_r i_{hs} + \left( S_h - \frac{1}{3} \sum_{k=a}^c S_k \right) v_{dc} \\ C \frac{d}{dt} v_{dc} = \sum_{k=a}^c S_k i_{ks} - i_L \end{cases} \quad \text{avec} \quad h = a, b, c \quad (\text{III. 34})$$

### III.5.1.3. Représentation du Redresseur à MLI dans le modèle de PARK

Appliquant la transformation de PARK, on obtient :

$$[V_{dqs}] = [L_r] \left\{ \frac{d}{dt} [I_{dqs}] + \omega_r J_3 [I_{dqs}] \right\} + [R_r] [I_{dqs}] + v_{dc} [S_{dq}] \quad (\text{III. 35})$$

Donc, le modèle du redresseur dans le repère (d, q) est donné par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} L_r \frac{d}{dt} i_{ds} = v_{ds} - R_r i_{ds} + \omega L_r i_{qs} - v_{dr} \\ L_r \frac{d}{dt} i_{qs} = v_{qs} - R_r i_{qs} - \omega L_r i_{ds} - v_{qr} \\ C \frac{d}{dt} v_{dc} = (S_d i_{ds} + S_q i_{qs}) - i_L \end{cases} \quad (\text{III. 36})$$

Avec :

$$\begin{cases} v_{dr} = S_d v_{dc} \\ v_{qr} = S_q v_{dc} \end{cases} \quad (\text{III. 37})$$

D'après l'annexe (C), les états des interrupteurs dans le repère (d, q) sont donnés par la matrice suivante :

$$\begin{bmatrix} S_d \\ S_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III. 38})$$

### III.5.2. Onduleur de tension (à deux niveaux et trois bras)

#### III.5.2.1. Structure et principe de fonctionnement

L'onduleur de tension est un convertisseur statique capable de transformer l'énergie d'une source à tension continue en une énergie à 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 avons choisi l'onduleur de tension commandé par la technique de Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI). La modulation sinus-triangle a été choisie pour la génération des impulsions dans le but de contrôler les tensions injectées au réseau électrique.

Ces onduleurs sont formés de trois bras indépendants portant chacun deux interrupteurs, composés d'un transistor et d'une diode en antiparallèle et cela permet d'imposer et injecter des tensions triphasées au réseau électrique. La Figure III. 10 représente le schéma de principe d'un onduleur triphasé. Ainsi, il fonctionne en commutation forcée et est conçu souvent à base de transistors.

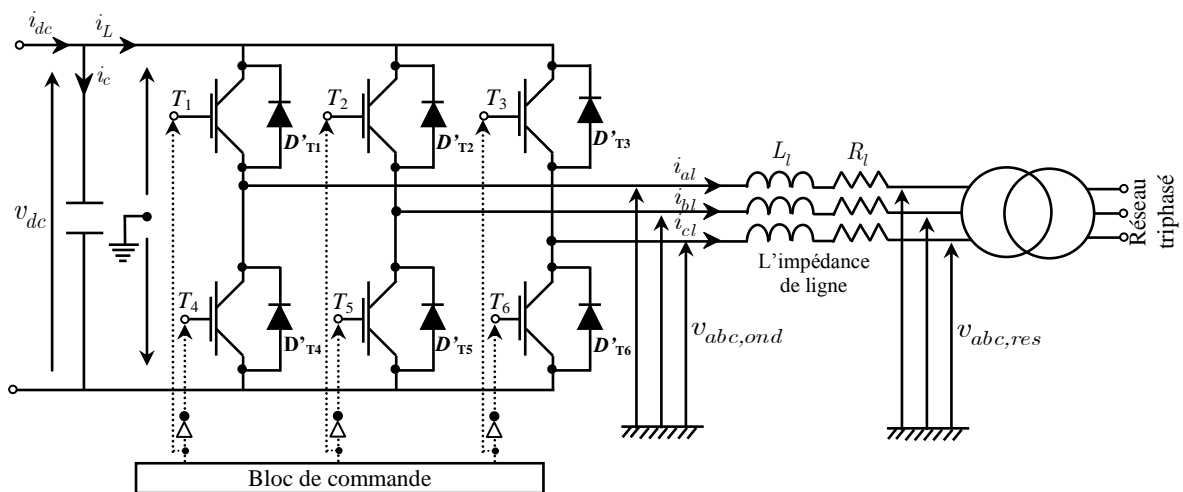


Figure III.10: Structure d'un onduleur de tension raccordé au réseau électrique.

Eléments de base de l'onduleur, les interrupteurs d'électroniques de puissance se composent, selon la puissance commutée, des transistors (bipolaires, MOSFET, IGBT) associés à des diodes en tête bêche. La diode permet d'assurer la continuité du courant lors du changement de sens de celui-ci.

### III.5.2.2. Représentation de l'onduleur de tension dans le système triphasé

En suivant la même démarche que précédemment, le modèle s'écrit :

$$\begin{cases} L_l \frac{d}{dt} i_{al} + R_l i_{al} = v_{a,ond} - v_{a,res} \\ L_l \frac{d}{dt} i_{bl} + R_l i_{bl} = v_{b,ond} - v_{b,res} \\ L_l \frac{d}{dt} i_{cl} + R_l i_{cl} = v_{c,ond} - v_{c,res} \end{cases} \quad (\text{III. 39})$$

D'un autre côté, les tensions  $v_{a,ond}, v_{b,ond}, v_{c,ond}$ , qui reliées avec la tension d'entrée continu  $v_{dc}$  et les états des interrupteurs d'onduleur, sont donnés par [Sin-10]:

$$\begin{bmatrix} v_{a,ond} \\ v_{b,ond} \\ v_{c,ond} \end{bmatrix} = \frac{v_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_a \\ F_b \\ F_c \end{bmatrix} \quad (\text{III. 40})$$

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

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

D'où :

$$\begin{cases} L_l \frac{d}{dt} i_{al} + R_l i_{al} = \frac{2F_a - F_b - F_c}{3} v_{dc} - v_{a,res} \\ L_l \frac{d}{dt} i_{bl} + R_l i_{bl} = \frac{-F_a + 2F_b - F_c}{3} v_{dc} - v_{b,res} \\ L_l \frac{d}{dt} i_{cl} + R_l i_{cl} = \frac{-F_a - F_b + 2F_c}{3} v_{dc} - v_{c,res} \end{cases} \quad (\text{III. 41})$$

Ou sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} L_l & 0 & 0 \\ 0 & L_l & 0 \\ 0 & 0 & L_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{al} \\ i_{bl} \\ i_{cl} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_l & 0 & 0 \\ 0 & R_l & 0 \\ 0 & 0 & R_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{al} \\ i_{bl} \\ i_{cl} \end{bmatrix} = \frac{v_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_a \\ F_b \\ F_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{a,res} \\ v_{b,res} \\ v_{c,res} \end{bmatrix} \quad (\text{III. 42})$$

D'où la forme matricielle condensée :

$$[L_l] \frac{d}{dt} [I_l] + [R_l] [I_l] = v_{dc} [K] [F_i] - [V_{res}] \quad (\text{III. 43})$$

Avec :

$$\begin{aligned} [V_{res}] &= [v_{a,res}, v_{b,res}, v_{c,res}]^T : \text{Vecteur des tensions imposées par le réseau électrique,} \\ [I_l] &= [i_{al}, i_{bl}, i_{cl}]^T : \text{Vecteur des courants de sortie de l'onduleur,} \\ [F_i] &= [F_a, F_b, F_c]^T : \text{Vecteur des états des interrupteurs de l'onduleur dans le repère } a, b \text{ et } c, \\ [R_l] &: \text{Résistance de la ligne (Filtre),} \\ [L_l] &: \text{Inductance de la ligne (Filtre).} \end{aligned}$$

Le courant d'entrée d'onduleur est donné par :

$$i_L = F_a i_{al} + F_b i_{bl} + F_c i_{cl} \quad (\text{III. 44})$$

D'où la forme condensée suivante :

$$\begin{cases} L_l \frac{d}{dt} i_{hl} + R_l i_{hl} = \left( F_h - \frac{1}{3} \sum_{k=a}^c F_k \right) v_{dc} - v_{h,res} \\ i_L = \sum_{k=a}^c F_k i_{kl} \end{cases} \quad \text{avec} \quad h = a, b, c \quad (\text{III. 45})$$

### III.5.2.3. Représentation de l'Onduleur de tension dans le modèle de PARK

Appliquant la transformation de PARK, on obtient :

$$[L_l] \left\{ \frac{d}{dt} [I_{dql}] + \omega_{res} J_3 [I_{dql}] \right\} + [R_l] [I_{dql}] = v_{dc} [F_{dq}] - [V_{dq,res}] \quad (\text{III. 46})$$

Donc, le modèle de l'onduleur dans le repère  $(d, q)$  est donné par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} L_l \frac{d}{dt} i_{dl} = v_{d,ond} - R_l i_{dl} + \omega_{res} L_l i_{ql} - v_{d,res} \\ L_l \frac{d}{dt} i_{ql} = v_{q,ond} - R_l i_{ql} - \omega_{res} L_l i_{dl} - v_{q,res} \\ i_L = F_d i_{dl} + F_q i_{ql} \end{cases} \quad (\text{III. 47})$$

Avec :

$$\begin{cases} v_{d,res} = F_d v_{dc} \\ v_{q,res} = F_q v_{dc} \end{cases} \quad (\text{III. 48})$$

En suivant la même démarche que précédemment, les états des interrupteurs dans le repère  $(d, q)$  sont donnés par la matrice suivante :

$$\begin{bmatrix} F_d \\ F_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_a \\ F_b \\ F_c \end{bmatrix} \quad (\text{III. 49})$$

### III.5.3. Commande à MLI

Les convertisseurs de puissance utilisés dans la chaîne de conversion éolienne (le redresseur à MLI et l'onduleur de tension) sont les plus souvent commandés par la technique de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI). Deux techniques de modulation de largeur d'impulsion sont retenues dans cette étude, sont la méthode à MLI sinus-triangle, présentée en [Mez-06], et la commande à MLI vectorielle, présentée en [Mil-10]. Les commandes des interrupteurs du convertisseur sont définies

à l'aide d'un algorithme comportant uniquement des expressions algébriques, directement adaptables à un système numérique de contrôle [Mez-06].

### III.5.3.1. La commande MLI sinus-triangle

L'objectif de la commande à MLI *sinus-triangle* consiste à comparer deux signaux [Gom-05]:

- Une onde de référence, la modulatrice, de forme sinusoïdale  $v_{ref}$  et de fréquence  $f_{ref}$ ,
- Une onde de modulation, la porteuse, en général triangulaire  $v_p$ , de haute fréquence  $f_p$ .

Tout en respectant l'inégalité sur les fréquences ( $f_p > f_{ref}$ ). Le mode de fonctionnement est très simple:

- Si  $v_{ref} > v_p$ : l'interrupteur supérieur du bras de pont conduit,
- Si  $v_{ref} < v_p$ : l'interrupteur inférieur du bras de pont conduit.

Cette technique exige une commande séparée pour chaque phase de convertisseur. La détermination des instants d'ouverture et de fermeture des interrupteurs est réalisée en temps réel, par une électronique de commande analogique ou numérique ou parfois hybride. La Figure III. 11 illustre le principe de base de cette technique.

#### a) Equation de la porteuse

La porteuse est un signal triangulaire caractérisé par sa fréquence  $f_p$  ( $T_p = 1/f_p$ ) et sa valeur de crête  $V_p$ . On définit l'équation de la porteuse dans sa période  $[0, T_p]$  par [Lab-06] :

$$\begin{cases} v_p = V_p \left[ -1 - 4 \frac{t}{T_p} \right] & Si \quad t \in \left[ 0, \frac{T_p}{2} \right] \\ v_p = V_p \left[ 3 - 4 \frac{t}{T_p} \right] & Si \quad t \in \left[ \frac{T_p}{2}, T_p \right] \end{cases} \quad (III. 50)$$

#### b) Equations des tensions de référence

La référence est un signal sinusoïdal d'amplitude  $V_{ref}$  de fréquence  $f_{ref}$ . En triphasé, les trois tensions sinusoïdales de référence sont données par :

$$\begin{cases} v_{a,ref} = V_{ref} \sin(2\pi f_r t) \\ v_{b,ref} = V_{ref} \sin\left(2\pi f_r t - 2\pi/3\right) \\ v_{c,ref} = V_{ref} \sin\left(2\pi f_r t - 4\pi/3\right) \end{cases} \quad (III. 51)$$

#### c) Caractéristiques de la MLI

Si la tension de référence est sinusoïdale, deux paramètres caractérisent la commande : l'indice de modulation et le taux de modulation [Lab-06].

- Indice de modulation

L'indice de modulation  $I_m$  est défini comme étant le rapport de la fréquence du signal triangulaire par rapport à la fréquence de la référence sinusoïdale :

$$I_m = \frac{f_p}{f_{ref}} \quad (\text{III. 52})$$

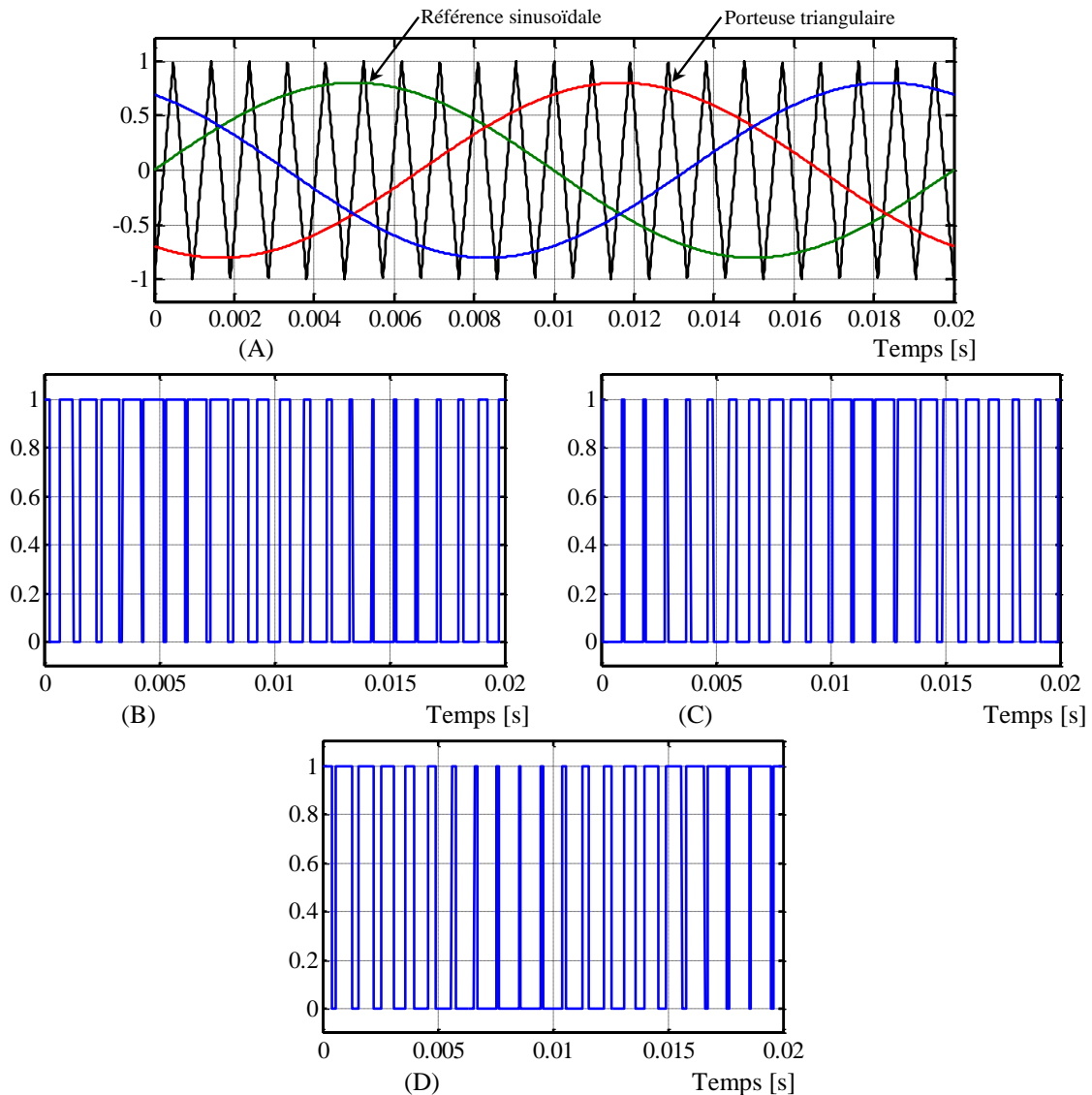
L'augmentation de la valeur de  $I_m$  conduit au déplacement des harmoniques vers les fréquences élevées. Ce qui est un avantage, mais on obtient une augmentation du déchet de tension. Donc, nous devons optimiser la valeur de  $I_m$  [Bel-09].

- Taux de modulation :

C'est un coefficient de réglage de la tension, qui est égal au rapport de l'amplitude de la tension de référence à l'amplitude de la porteuse [Bel-09]:

$$T_m = \frac{V_{ref}}{V_p} \quad (\text{III. 53})$$

Les figures ci-dessous représentent les résultats de simulation du principe de la commande à modulation de largeur d'impulsion sinus-triangle.



**Figure III.11:** Principe et réponses de la commande MLI sinus-triangle.

(A) : Signaux de comparaison (référence et porteuse) avec  $T_m = 0.8$  et  $I_m = 21$ ,

- (B) : Impulsion de commande du premier bras,
- (C) : Impulsion de commande du deuxième bras,
- (D) : Impulsion de commande du troisième bras.

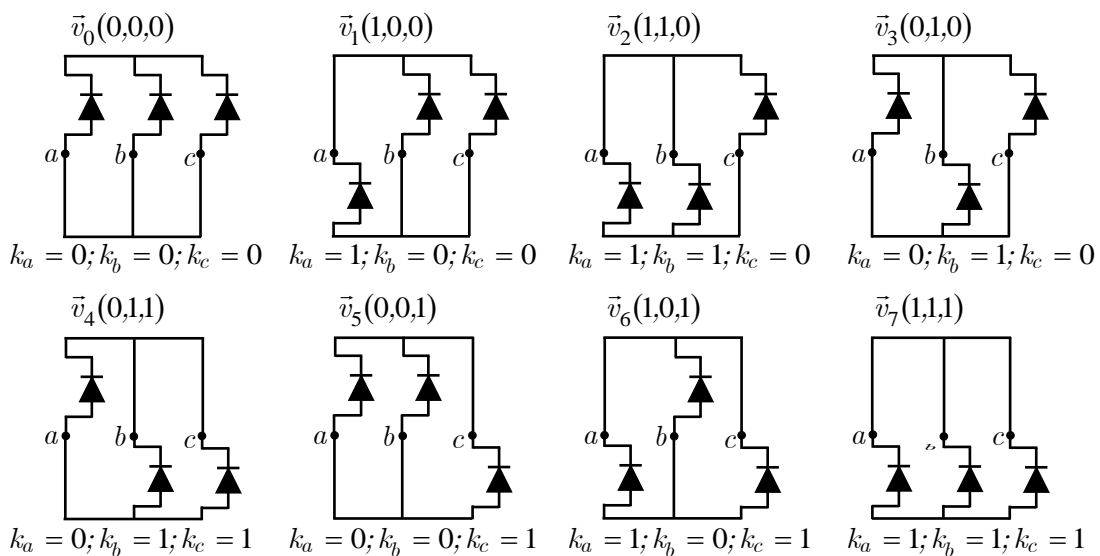
**III.5.3.2. La commande à MLI vectorielle**

La modulation de largeur d'impulsion vectorielle utilise un algorithme numérique afin d'obtenir une séquence de commande des interrupteurs du redresseur permettant de générer un vecteur "tension de sortie" qui s'approche le mieux possible du vecteur "tension de référence". Cette technique de MLI suit les principes suivants [Mer-09]:

- Le signal de référence est échantillonné sur des intervalles de largeur  $T$ .
- Réalisation dans chaque période de modulation, d'une impulsion de largeur  $T$  centrée sur la période, et dont la valeur moyenne est égale à la valeur de la tension de référence au milieu de la période de modulation (MLI Symétrique).
- Tous les interrupteurs d'un même demi-point ont un état identique au centre et aux deux extrémités de la période.

Cette modulation est conduite en synchronisme sur les trois phases. Les trois tensions sinusoïdales sont représentées par un seul vecteur appelé vecteur "tension de référence". On approxime au mieux ce vecteur pendant chaque intervalle de modulation en agissant sur la commande des trois jeux d'interrupteurs complémentaires  $k_a$  et  $k'_a$ ,  $k_b$  et  $k'_b$ ,  $k_c$  et  $k'_c$  représentés par les Figures III.9 et 10.

Il existe huit combinaisons possibles pour commander les interrupteurs du convertisseur. Nous allons montrer, en utilisant la transformation de Concordia, qu'on peut obtenir huit différents vecteurs de tension en fonction de la commande des trois bras du convertisseur. La Figure III. 12 montre les différentes possibilités de combinaison.



**Figure III.12:** Configuration des différentes possibilités d'interrupteurs des convertisseurs.



Considérons que le vecteur, de la tension désirée, est donné par :

$$\vec{V}_{ref} = \begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} \quad (\text{III. 54})$$

Avec:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \frac{v_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_a \\ k_b \\ k_c \end{bmatrix} \quad (\text{III. 55})$$

Pour simplifier les calculs et représenter ces tensions, nous appliquons la transformation de Concordia<sup>5</sup> pour calculer les composantes biphasées du référentiel stationnaire ( $\alpha, \beta$ ) du vecteur tension de référence  $\vec{V}_{ref}$ . Ces composantes sont données par :

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} +1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & +\frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (\text{III. 56})$$

Le Tableau III. 1 indique les huit états qui peuvent prendre les interrupteurs du pont triphasé à six interrupteurs. Ce tableau indique, pour chacun de ces huit états, les vecteurs des tensions  $v_a, v_b, v_c$ , les composantes de Concordia  $v_\alpha, v_\beta$  ainsi que le vecteur de référence  $\vec{V}_{ref}$  représentatif de ces états.

**Tableau III. 1 :** Calcul des vecteurs des tensions de référence pour les huit états des interrupteurs.

$k_a$	$k_b$	$k_c$	$v_a$	$v_b$	$v_c$	$v_\alpha$	$v_\beta$	$\vec{V}_{ref}$
0	0	0	0	0	0	0	0	$\vec{v}_0$
1	0	0	$\frac{2v_{dc}}{3}$	$-\frac{v_{dc}}{3}$	$-\frac{v_{dc}}{3}$	$\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}v_{dc}$	0	$\vec{v}_1$
1	1	0	$\frac{v_{dc}}{3}$	$\frac{v_{dc}}{3}$	$-\frac{2v_{dc}}{3}$	$\frac{v_{dc}}{\sqrt{6}}$	$\frac{v_{dc}}{\sqrt{2}}$	$\vec{v}_2$
0	1	0	$-\frac{v_{dc}}{3}$	$\frac{2v_{dc}}{3}$	$-\frac{v_{dc}}{3}$	$-\frac{v_{dc}}{\sqrt{6}}$	$\frac{v_{dc}}{\sqrt{2}}$	$\vec{v}_3$
0	1	1	$-\frac{2v_{dc}}{3}$	$\frac{v_{dc}}{3}$	$\frac{v_{dc}}{3}$	$-\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}v_{dc}$	0	$\vec{v}_4$
0	0	1	$-\frac{v_{dc}}{3}$	$-\frac{v_{dc}}{3}$	$\frac{2v_{dc}}{3}$	$-\frac{v_{dc}}{\sqrt{6}}$	$-\frac{v_{dc}}{\sqrt{2}}$	$\vec{v}_5$
1	0	1	$\frac{v_{dc}}{3}$	$\frac{2v_{dc}}{3}$	$\frac{v_{dc}}{3}$	$\frac{v_{dc}}{\sqrt{6}}$	$-\frac{v_{dc}}{\sqrt{2}}$	$\vec{v}_6$

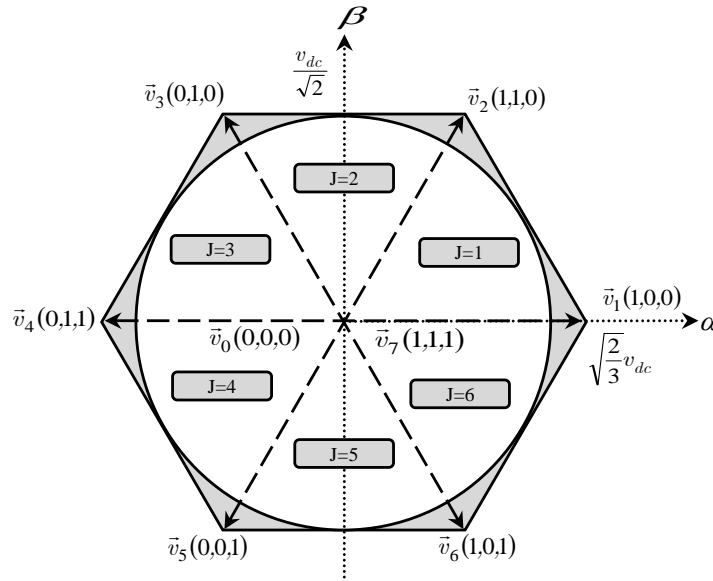
<sup>5</sup> A la différence de la transformée de Clarke qui n'est pas unitaire, la transformée de Concordia conserve la puissance. Les puissances actives et réactives calculées dans le nouveau système ont donc les mêmes valeurs que dans le système initial.

---

1	1	1	0	0	0	0	0	0	$\vec{v}_7$
---	---	---	---	---	---	---	---	---	-------------

---

Deux de ces vecteurs  $\vec{v}_0$  et  $\vec{v}_7$  sont identiquement nuls. Les six autres ont le même module égale à  $\sqrt{2/3}v_{dc}$ . Les extrémités des six autres vecteurs définissent les sommets d'un hexagone régulier puisque chaque deux vecteurs successifs font entre eux un angle de  $\frac{\pi}{3}$ , Figure III. 13. Chacun des couples de vecteurs  $\vec{v}_j$  et  $\vec{v}_{j+1}$  ( $j = 1 \dots 6$ ) définissent les limites d'un des six secteurs de l'hexagone (à noter que dans le secteur 6 la notation  $\vec{v}_{j+1}$  correspond au vecteur  $\vec{v}_1$ ).



**Figure III.13:** Représentation du polygone de commutation.

#### a) Génération des états des interrupteurs du convertisseur

Le vecteur de tension ainsi obtenu est délivré à la modulation vectorielle qui génère les états  $k_a, k_b, k_c$  des interrupteurs en utilisant l'algorithme suivant [Mil-10]:

- Calculer les composantes biphasées  $V_\alpha, V_\beta$  du vecteur tension désiré  $\vec{V}_{ref}$  en utilisant les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_\alpha = r \sqrt{\frac{3}{2}} \frac{v_{dc}}{2} \cos(\theta_\alpha) \\ V_\beta = r \sqrt{\frac{3}{2}} \frac{v_{dc}}{2} \sin(\theta_\beta) \end{cases} \quad (\text{III. 57})$$

- Calculer le numéro du secteur où se trouve le vecteur de tension désiré.
- A chaque instant, le vecteur  $\vec{V}_{ref}$  peut être exprimé comme une combinaison des deux vecteurs  $\vec{v}_j$  et  $\vec{v}_{j+1}$  ( $j = 1 \dots 6$ ) qui lui sont adjacents, Figure III. 13.

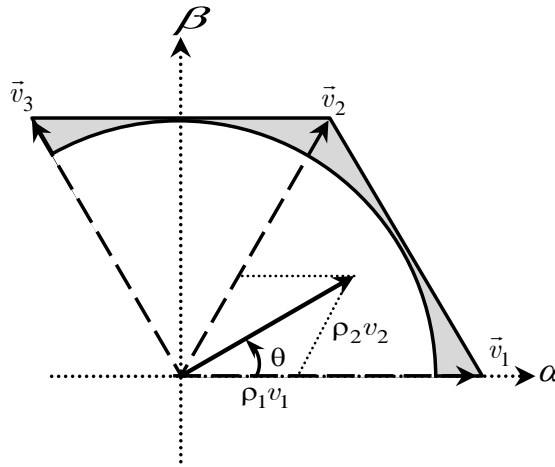
D'une manière générale, lorsque le vecteur  $\vec{V}_{ref}$  se trouve dans le secteur  $j$ , il peut être exprimé en fonction des vecteurs  $\vec{v}_j$  et  $\vec{v}_{j+1}$  de la manière suivante :

$$\vec{V}_{ref} = \rho_j \vec{v}_j + \rho_{j+1} \vec{v}_{j+1} \quad (\text{III. 58})$$

Où  $\rho_j$  et  $\rho_{j+1}$  sont des coefficients à déterminer. A noter que tant que l'extrémité du vecteur  $\vec{V}_{ref}$  reste à l'intérieur de l'hexagone défini par les extrémités des vecteurs  $\vec{v}_1$  à  $\vec{v}_6$ , c.à.d. tant que :

$$V_{ref} \leq \frac{v_{dc}}{\sqrt{2}} \Rightarrow r \sqrt{\frac{3}{2}} \frac{v_{dc}}{2} \leq \frac{v_{dc}}{\sqrt{2}} \Rightarrow r \leq \frac{2}{\sqrt{3}} = 1.15 \quad (\text{III. 59})$$

Les coefficients  $\rho_j$  et  $\rho_{j+1}$  ont une somme inférieure à l'unité.



**Figure III.14:** Calcul des temps de commutation  $t_1$  et  $t_2$  du premier secteur.

### b) Approximation du vecteur "tension de référence"

Si la condition précédente (III.48) est vérifiée sur un intervalle de temps  $T$  assez bref pour qu'on puisse négliger la variation de  $\vec{V}_{ref}$  pendant sa durée, on peut reconstituer la valeur moyenne de ce vecteur à l'aide des vecteurs  $\vec{v}_j$  et  $\vec{v}_{j+1}$ , et du vecteur  $\vec{v}_0$  ou  $\vec{v}_7$ . Pour cela, comme le montre l'équation (III.47), on impose aux interrupteurs de se trouver dans la configuration correspondante à [Cap-02]:

- $\vec{v}_j$  pendant une fraction  $\rho_j$  de l'intervalle  $T$ .
- $\vec{v}_{j+1}$  pendant une fraction  $\rho_{j+1}$  de l'intervalle  $T$ .
- $\vec{v}_0$  ou  $\vec{v}_7$  pendant le reste de l'intervalle  $T$ .

La MLI vectorielle consiste à reproduire sur chaque période de modulation le processus qui vient d'être décrit de manière à suivre en moyenne l'évolution du vecteur  $\vec{V}_{ref}$ .

La modulation de largeur d'impulsion vectorielle est généralement réalisée de manière numérique.

Dans cette technique de modulation, le vecteur "tension de référence" est échantillonné avec un intervalle d'échantillonnage égal à la période de modulation. Durant chaque période de modulation, le vecteur  $\vec{V}_{ref}$  est considéré égal à sa valeur du milieu de la période de modulation.

Une période de la tension de référence correspond à un tour du vecteur  $\vec{V}_{ref}$  dans le plan  $V_\alpha, V_\beta$ . Si la fréquence de modulation est égale à  $p$  fois la fréquence de  $\vec{V}_{ref}$ , alors chaque période de modulation correspond dans le plan  $V_\alpha, V_\beta$  à une période de modulation angulaire de  $2\pi/p$  au centre duquel se trouve la référence qu'on souhaite obtenir en sortie [Can-00].

La variable entière  $p$  utilisée dans la MLI vectorielle correspond à l'indice de modulation  $I_m$  utilisé dans la MLI sinus-triangle. D'ordinaire, on prend un nombre entier  $k$  de périodes de modulation par secteur, soit,  $p = 6k$ . Sur chaque période de modulation, l'équation (III.47) indique les durées qu'on doit imposer aux deux configurations correspondantes aux deux vecteurs de sortie entre lesquels se trouve le vecteur  $\vec{V}_{ref}$  et par conséquent la durée imposée à la configuration donnant un vecteur de sortie nul. L'ordre dans lequel on fait succéder les configurations correspondantes aux vecteurs  $\vec{v}_j$  et  $\vec{v}_{j+1}$  et du vecteur  $\vec{v}_0$  ou  $\vec{v}_7$  durant la période de modulation est choisi de manière à ce que d'une part, tous les interrupteurs d'un même demi-point aient un état identique au centre et aux deux extrémités de la période et d'autre part, l'état des interrupteurs soient symétriques par rapport au milieu de la période de modulation, Tableau III. 2.

### c) Calcul des temps de commutation

Dans ce qui suit, nous allons présenter le calcul des temps de commutation des interrupteurs dans chacun de six secteurs de l'hexagone. D'après la Figure III.14, on a :

$$\vec{V}_{ref} = V_\alpha + jV_\beta = V_{ref} \cos \theta + jV_{ref} \sin \theta \quad (\text{III. 60})$$

Pour le premier secteur ( $j = 1$ ), on a :

$$\vec{V}_{ref} = V_\alpha + jV_\beta = \frac{t_1}{T} \vec{v}_1 + \frac{t_2}{T} \vec{v}_2 \quad (\text{III. 61})$$

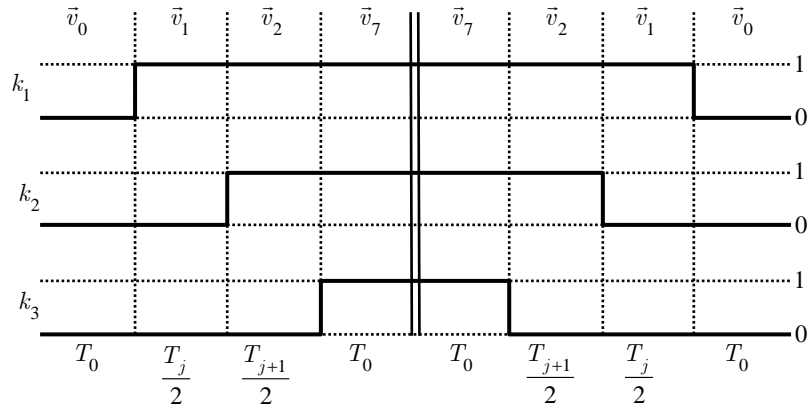
$$\vec{V}_{ref} = \frac{t_1}{T} \sqrt{\frac{2}{3}} v_{dc} [\cos(0) + j \sin(0)] + \frac{t_2}{T} \sqrt{\frac{2}{3}} v_{dc} \left[ \cos\left(\frac{\pi}{3}\right) + j \sin\left(\frac{\pi}{3}\right) \right] \quad (\text{III. 62})$$

Après l'identification des parties réelle et imaginaires, on obtient :

$$t_1 = \left( \sqrt{\frac{3}{2}} V_\alpha - \frac{1}{\sqrt{2}} V_\beta \right) \quad (\text{III. 63})$$

$$t_2 = \sqrt{2} V_\beta \frac{T}{v_{dc}} \quad (\text{III. 64})$$

La Figure III. 15 illustre un exemple de chronogramme des périodes de conceptions des interrupteurs des trois bras de l'onduleur obtenu par exemple dans le secteur 1.



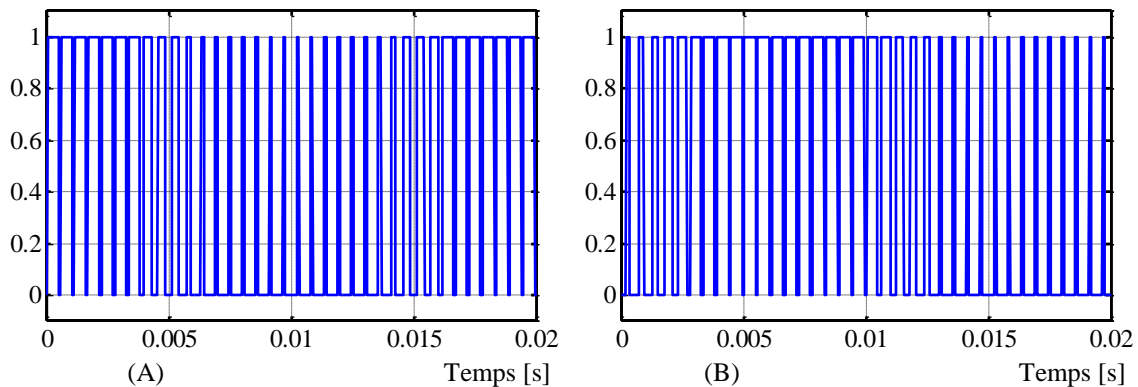
**Figure III.15:** Chronogramme des périodes de conceptions dans le secteur 1.

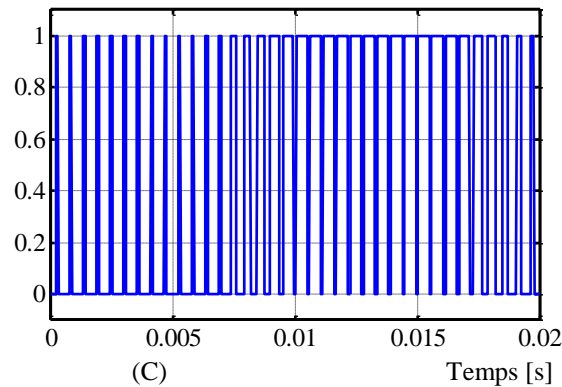
En effectuant un calcul similaire pour chaque secteur, le temps de commutation des interrupteurs dans chacun des six secteurs de l'hexagone peut être obtenu [Mil-10], Tableau III.2.

**Tableau III. 2 :** Calcul des temps de commutation.

Secteur $j=1$	Secteur $j=2$	Secteur $j=3$
$\begin{bmatrix} t_1 \\ t_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{2v_{dc}} \begin{bmatrix} \sqrt{6} & -\sqrt{2} \\ 0 & 2\sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} t_2 \\ t_3 \end{bmatrix} = \frac{1}{2v_{dc}} \begin{bmatrix} \sqrt{6} & \sqrt{2} \\ -\sqrt{6} & \sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} t_3 \\ t_4 \end{bmatrix} = \frac{1}{2v_{dc}} \begin{bmatrix} 0 & 2\sqrt{2} \\ -\sqrt{6} & -\sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}$
Secteur $j=4$	Secteur $j=5$	Secteur $j=6$
$\begin{bmatrix} t_4 \\ t_5 \end{bmatrix} = \frac{1}{2v_{dc}} \begin{bmatrix} -\sqrt{6} & \sqrt{2} \\ 0 & -2\sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} t_5 \\ t_6 \end{bmatrix} = \frac{1}{2v_{dc}} \begin{bmatrix} -\sqrt{6} & -\sqrt{2} \\ \sqrt{6} & -\sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} t_6 \\ t_1 \end{bmatrix} = \frac{1}{2v_{dc}} \begin{bmatrix} 0 & -2\sqrt{2} \\ \sqrt{6} & \sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}$

Les figures ci-dessous représentent les résultats de simulation du principe de la commande à modulation de largeur d'impulsion vectorielle.





**Figure III.16:** Principe et réponses de la commande MLI vectorielle.

- (A) : Impulsion de commande du premier bras,
- (B) : Impulsion de commande du deuxième bras,
- (C) : Impulsion de commande du troisième bras.

### III.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les deux parties électriques essentielles du système de conversion éolienne. Dans la première partie, nous avons étudié la modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents. En se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle mathématique a été établi, dont la complexité a été réduite. 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 une tension alternative de fréquence et amplitude constantes du côté réseau.

Nous avons constaté que le modèle de cette machine est un système à équations différentielles dont les coefficients sont des fonctions périodiques du temps. La transformation de Park nous a permis de simplifier ce modèle. Dans la dernière partie, nous avons présenté la modélisation des convertisseurs d'électronique de puissances, en parlant de la modélisation de l'onduleur de tension et ensuite du redresseur à commande à MLI.

Sachant que le modèle de la GSAP est fortement couplé, il est utile de trouver une méthode de commande permettant de rendre le contrôle de la tension du bus continu ainsi que les puissances active et réactive indépendantes. Le chapitre suivant fera l'objet du découplage entre les puissances injectées au réseau et le changement dynamique de la turbine par la commande vectorielle.

---



---

## *Chapitre IV :*

# Commande d'un système éolien à vitesse variable basé sur une GSAP

---



---

IV.1.	Introduction.....	95
IV.2.	Architecture du dispositif de commande .....	95
IV.3.	Commande du Convertisseur Côté Machine (CCM).....	97
IV.3.1.	Commande vectorielle avec découplage par compensation .....	98
IV.3.2.	Commande vectorielle basée sur le vecteur de tension .....	99
IV.3.3.	Estimation de la vitesse par la technique MRAS .....	102
IV.3.4.	Schéma bloc de commande du Convertisseur Côté Machine.....	106
IV.3.5.	Synthèse des correcteurs.....	107
IV.4.	Commande du Convertisseur Côté Réseau.....	109
IV.4.1.	Commande vectorielle avec découplage par compensation .....	110
IV.4.2.	Contrôle des puissances.....	111
IV.4.3.	Boucle à verrouillage de phase PLL.....	114
IV.4.4.	Schéma bloc de commande du Convertisseur Côté Réseau .....	115
IV.4.5.	Synthèse des correcteurs.....	115
IV.5.	Résultats de simulation .....	116
IV.5.1.	Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 50% .....	120
IV.5.2.	Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 60% .....	123
IV.5.3.	Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 70% .....	126
IV.5.4.	Interprétations et comparaison .....	129
IV.6.	Conclusion .....	129

## IV.1. Introduction

Comme déjà mentionné auparavant, le fonctionnement à vitesse variable demande la définition d'une stratégie de commande globale de l'aérogénérateur, c'est-à-dire, préciser comment utiliser les actionneurs disponibles pour satisfaire les objectifs de commande et les contraintes de fonctionnement de l'aérogénérateur.

Dans les systèmes éoliens, basés sur la GSAP, trois grandeurs doivent être strictement contrôlées à l'aide du contrôle des deux convertisseurs dans la chaîne de conversion éolienne, à savoir :

- La puissance optimale générée par la GSAP à différentes vitesses du vent ;
- La tension du bus continu ;
- Les puissances active et réactive injectée au réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire.

Dans ce chapitre, nous allons étudier deux aspects importants, le premier aspect est la commande vectorielle par orientation du vecteur tension avec la régulation de la tension du bus continu. L'autre aspect concerne l'élaboration du contrôle de la liaison au réseau avec la régulation des puissances. Pour la commande de l'interface d'électronique de puissance, nous intéresserons à appliquer la technique de modulation vectorielle.

Les stratégies de commande développées dans ce chapitre feront l'objet d'une comparaison de performances avec une autre stratégie de commande qui sera introduite et développée dans le cinquième chapitre de cette thèse.

## IV.2. Architecture du dispositif de commande

Le générateur synchrone peut être commandé par plusieurs méthodes pour atteindre différents objectifs [Li-10]. Dans ce chapitre, nous allons détaillé trois méthodes de contrôle, les plus rencontrées dans la littérature :

- Le contrôle du facteur de puissance unitaire,
- Le contrôle du couple maximal,
- Le contrôle de la tension du bus continu.

Dans la stratégie de contrôle du facteur de puissance unitaire, le courant du stator est contrôlé sur les deux composants «  $d$  et  $q$  » de telle manière que la puissance réactive du stator peut être complètement compensée. Le principal avantage de cette stratégie de commande est que le générateur est prévu pour fonctionner avec un facteur de puissance unitaire. Toutefois, comme la tension du stator ne soit pas directement commandée, la tension du stator peut être supérieure à la tension nominale dans le cas d'une vitesse supérieure.



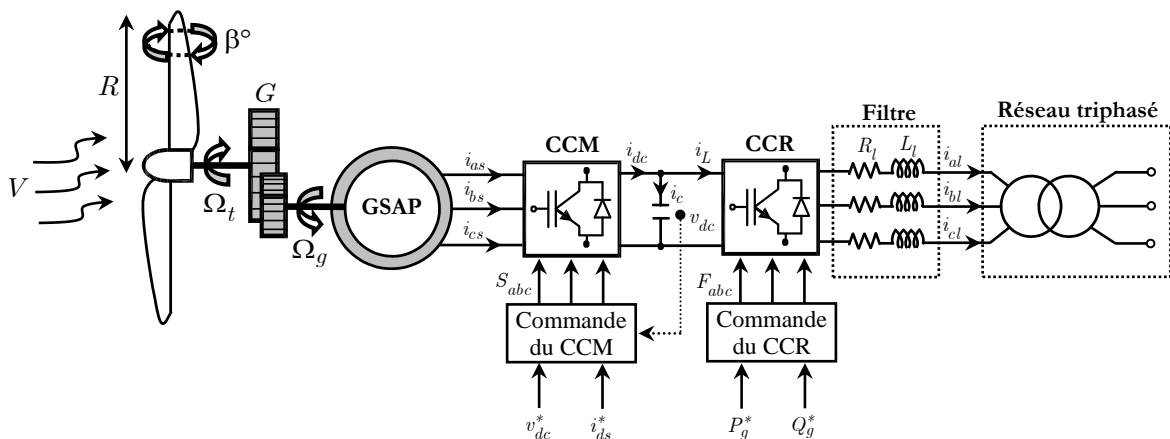
Dans le contrôle du couple maximal, le courant du stator est commandé pour avoir une seule composante, suivant l'axe  $q$ . Par conséquent, le générateur fournit le couple maximal possible. Mais, étant donné que la puissance réactive n'est pas contrôlée, la puissance nominale du générateur ou le convertisseur peut être dépassée.

Dans la commande en tension du bus continu constante, la tension est commandée à la place de la puissance active. En raison de la tension du bus continu constante, il n'y a pas de risque de surtension du convertisseur à haute vitesse.

Dans le cadre de cette thèse, nous retiendrons la troisième solution car nous avons choisi de contrôler la valeur de la tension de sortie du convertisseur coté machine (CCM), tension continue, avant de l'introduire en tant que tension d'entrée au convertisseur coté réseau (CCR).

Le CCR est connecté entre le bus continu et le réseau électrique via un filtre RL. Ce convertisseur a deux rôles : maintenir un facteur de puissance unitaire au point de connexion avec le réseau électrique et le contrôle des puissances actives et réactives indépendamment.

L'architecture du dispositif de commande est représentée par la Figure IV. 1. Elle est basée sur le modèle triphasé de la chaîne de conversion électromécanique du système éolien.



**Figure IV. 1:** Architecture globale de commande d'un système éolien à base d'une GSAP.

D'après cette Figure, deux commandes seront détaillées par la suite, et sont donc nécessaires pour assurer le fonctionnement de notre système éolien [Li-10, Sai-17.a]:

- ✓ La commande du CCM en contrôlant la tension du bus continu par le contrôle des courants statoriques de la GSAP,
- ✓ La commande du CCR en contrôlant les puissances actives et réactives échangées avec le réseau.

### IV.3. Commande du Convertisseur Côté Machine (CCM)

L'architecture de commande du CCM a normalement une structure en boucle imbriquée : une boucle interne de courant, qui contrôle le courant de stator d'axe ( $d$ ) ou ( $q$ ), associée à une boucle externe pour la commande de tension du bus continu. La GSAP et le CCM sont représentées par leur modèle de Park (Chapitre III), dont les équations sont établies dans un référentiel où les puissances sont conservées. Les expressions des courants statoriques de la GSAP et de tension de bus continu sous les conditions de fonctionnement équilibrée sont écrites comme suit :

$$\begin{cases} L_{eq} \frac{d}{dt} i_{ds} = -R_{eq} i_{ds} + \omega L_{eq} i_{qs} - v_{dr} \\ L_{eq} \frac{d}{dt} i_{qs} = -R_{eq} i_{qs} - \omega L_{eq} i_{ds} + \omega \phi_f - v_{qr} \\ C \frac{d}{dt} v_{dc} = i_{dc} - i_L \end{cases} \quad (\text{IV. 1})$$

Avec :  $R_{eq} = R_s + R_r$  et  $L_{eq} = L_s + L_r$

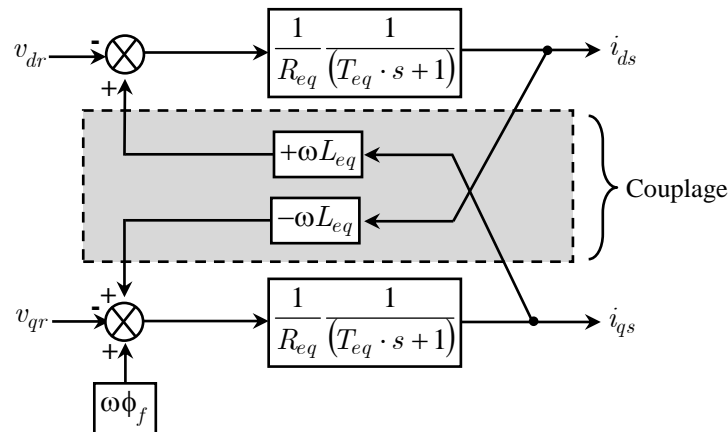
En introduisant de la transformée de LAPLACE dans le modèle ci-dessus, il devient :

$$\begin{cases} i_{ds} = \frac{1}{R_{eq}} \frac{1}{T_{eq} \cdot s + 1} (\omega L_{eq} i_{qs} - v_{dr}) \\ i_{qs} = \frac{1}{R_{eq}} \frac{1}{T_{eq} \cdot s + 1} (\omega L_{eq} i_{ds} + \omega \phi_f - v_{qr}) \end{cases} \quad (\text{IV. 2})$$

Où  $T_{eq}$  est la constante de temps électrique définie par :

$$T_{eq} = \frac{L_{eq}}{R_{eq}}$$

A partir de ces équations, nous pouvons tracer le schéma bloc du modèle des courant statoriques de la GSAP et du CCM avec une mise en évidence du couplage<sup>1</sup> entre les axes ( $d$ ) et ( $q$ ) suivant la Figure IV. 2 :



**Figure IV. 2:** Modèle des courants statoriques de la GSAP et du CCM.

<sup>1</sup> Les termes qui dépendent du courant  $i_{qs}$  dans la première équation, et du courant  $i_{ds}$  dans la deuxième expression, sont appelés «termes de couplage».

### IV.3.1. Commande vectorielle avec découplage par compensation

Afin d'éviter ce couplage entre les deux équations de (IV. 2), nous utilisons une méthode de compensation qui a pour but d'annuler les termes croisés et les termes non-linéaires. Cette méthode consiste à faire la régulation des courants en négligeant les termes de couplage. Ces derniers sont rajoutés à la sortie des correcteurs des courants pour obtenir les tensions de références nécessaires pour le réglage. Les termes supplémentaires sont déterminés de sorte que les tensions restantes soient en relation du premier ordre avec les courants correspondants.

Définissons deux nouvelles variables de commande  $v_{dr,1}$  et  $v_{qr,1}$  :

$$\begin{cases} v_{dr} = v_{dr,1} + f_{em,ds} \\ v_{qr} = v_{qr,1} + f_{em,q_s} \end{cases} \quad (\text{IV. 3})$$

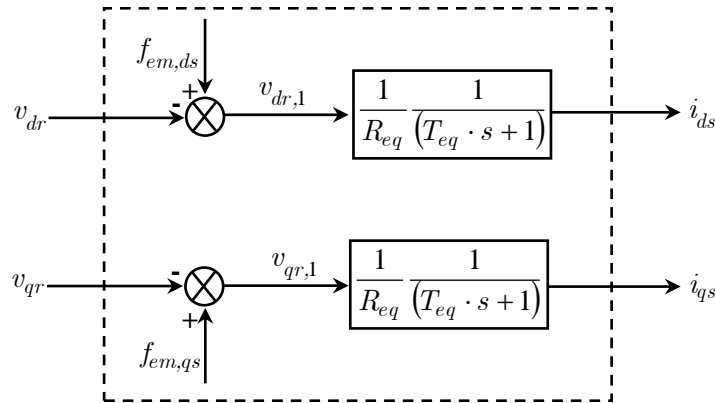
Avec :

$$\begin{cases} v_{dr,1} = -L_{eq} \frac{d}{dt} i_{ds} - R_{eq} i_{ds} \\ v_{qr,1} = -L_{eq} \frac{d}{dt} i_{qs} - R_{eq} i_{qs} \end{cases} \quad (\text{IV. 4})$$

Et :

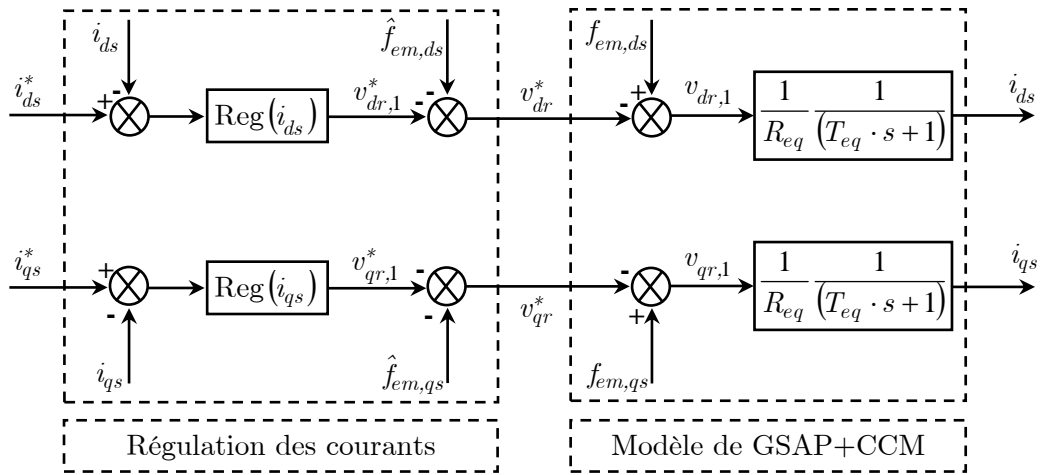
$$\begin{cases} f_{em,ds} = \omega L_{eq} i_{qs} \\ f_{em,q_s} = -\omega L_{eq} i_{ds} + \omega \phi_f \end{cases} \quad (\text{IV. 5})$$

Nous pouvons alors représenter le modèle (IV. 2) de la GSAP et du CCM par le schéma bloc suivant :



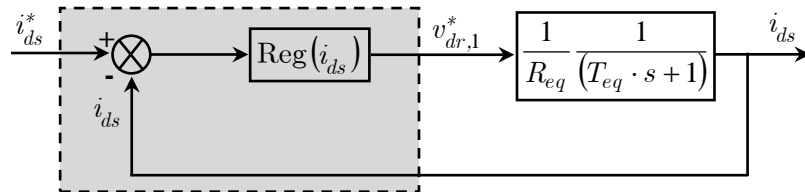
**Figure IV. 3:** Modèle simplifié des courants statoriques de la GSAP et du CCM.

Les termes  $f_{em,ds}$  et  $f_{em,q_s}$ , 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.

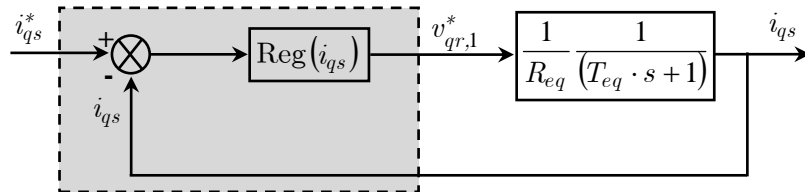


**Figure IV. 4:** Contrôle des courants avec découplage par addition des termes de compensation.

D'après le découplage par addition des termes de compensation qui est exprimé dans la Figure IV. 4, Nous aboutissons alors aux schémas blocs simples et identiques pour les deux axes:



**Figure IV. 5:** Boucle de régulation du courant  $i_{ds}$  après découplage.



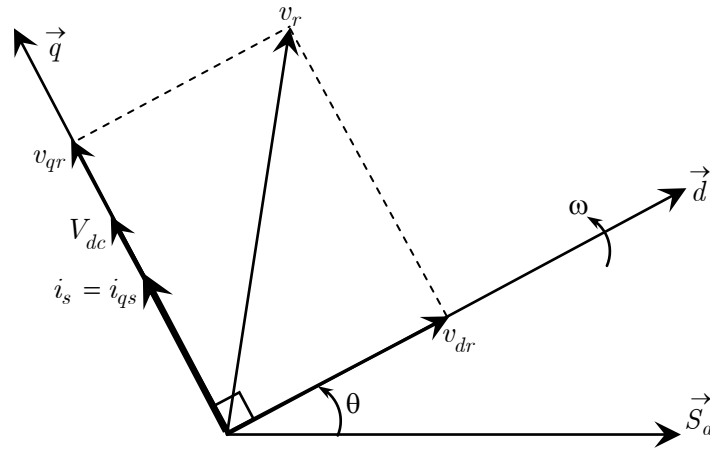
**Figure IV. 6:** Boucle de régulation du courant  $i_{qs}$  après découplage.

### IV.3.2. Commande vectorielle basée sur le vecteur de tension

La méthode VOC (En anglais : Voltage Oriented Control) est développée par analogie avec la commande vectorielle des machines électriques [Bou-14]. Elle consiste à orienter le vecteur courant dans la même direction que celle du vecteur tension, en contrôlant le vecteur courant dans les deux axes tournants  $d$  et  $q$ . Cette technique permet d'obtenir un contrôle découplé des deux composantes du vecteur courant dans le repère tournant synchrone orienté dans la même direction que le vecteur tension [Bou-14].

En d'autres termes, le principe de la méthode VOC consiste à aligner le vecteur courant suivant l'axe ( $q$ ) du référentiel tournant dans la même direction que celle du vecteur tension, comme il est

montré dans la Figure IV. 7 [Tah-17]. Le courant sera appelé sur l'axe ( $q$ ). Cette dernière contrainte est favorable pour disposer d'un modèle de commande simplifié.



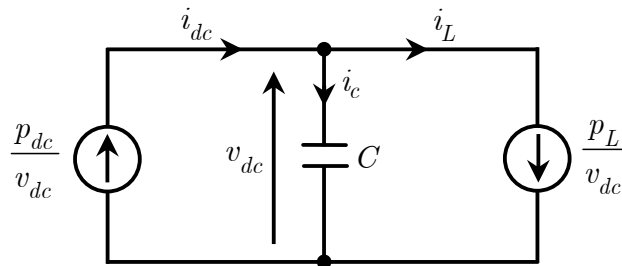
**Figure IV. 7:** Principe d'orientation du vecteur courant de la méthode VOC.

Le bus continu est un élément de stockage d'énergie, représenté par une capacité, qui sert de source tampon d'énergie entre le convertisseur côté machine et le convertisseur côté réseau. Il est donc nécessaire d'avoir le modèle mathématique de ce circuit.

A partir de l'équation (IV. 1) et d'après la transformée de LAPLACE, nous pouvons exprimer la relation entre les courants mis en jeu sur le bus continu :

$$v_{dc} = \frac{1}{C \cdot s} (i_{dc} - i_L) \quad (\text{IV. 6})$$

Le modèle dynamique du circuit du bus continu aide pour le calcul de la fonction de transfert de la tension du bus continu [Bou-09, Ver-98], il est représenté par la Figure IV. 8.



**Figure IV. 8:** Modèle dynamique pour le circuit du bus continu.

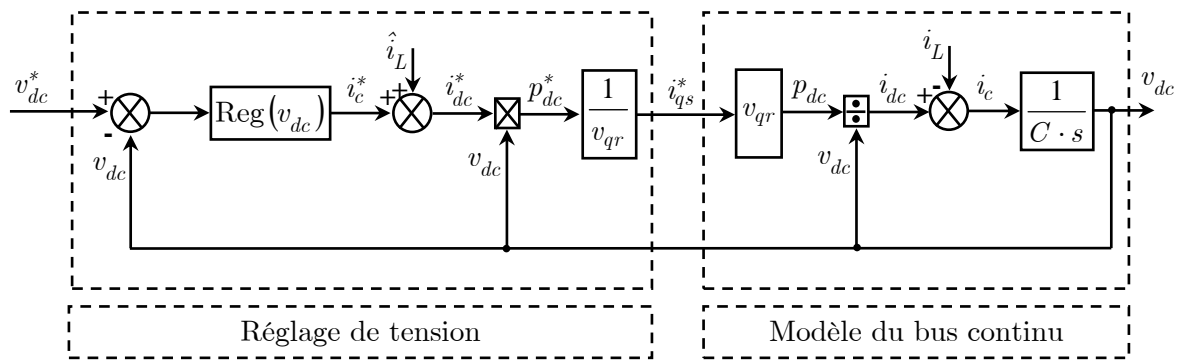
Si l'on néglige l'ensemble des pertes Joule devant la puissance échangée entre le CCM et le CCR (pertes dans le condensateur, les convertisseurs et le filtre RL) et on applique l'orientation de la méthode VOC, on peut alors écrire :

$$p_{dc} = v_{dc} i_{dc} \approx v_{qr} i_{qs} \quad (\text{IV. 7})$$

La régulation de la tension  $v_{dc}$  du bus continu est assurée par une gestion des échanges de puissances entre la GSAP et l'élément stockeur d'énergie (DC-Link Capacitor) [Bou-09]. La tension  $v_{dc}$  est régulée à travers la boucle externe (par rapport à la boucle interne de régulation des courants). La sortie de ce régulateur est le courant de référence  $i_{qs}^*$ .

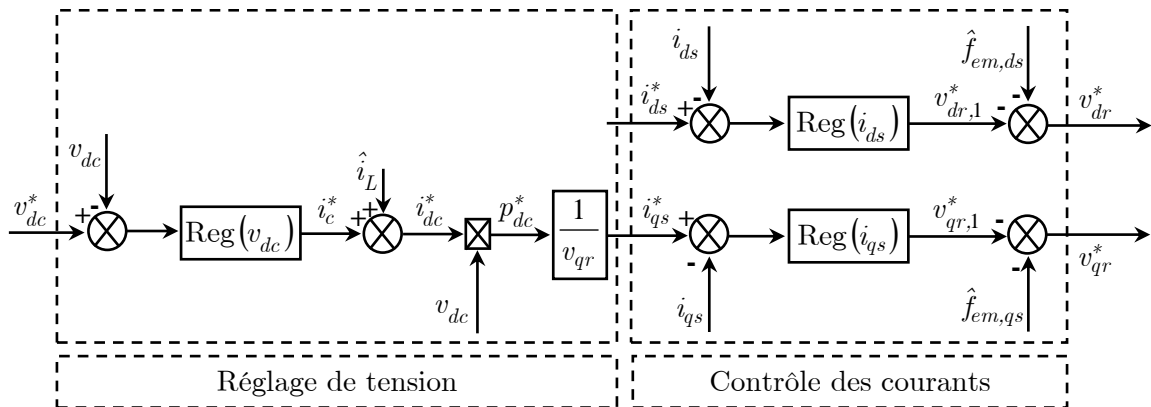
La Figure IV. 9 représente le schéma bloc du contrôle de la tension du bus continu. Pour simplifier la chaîne de régulation, on considère que le courant de référence  $i_{qs}^*$  est toujours égal au courant  $i_{qs}$  car le temps de réponse de la boucle interne est plus faible que celui de la boucle externe.

A la Figure IV. 9, apparaît le courant  $i_L$  correspondant au courant d'entrée du CCR : c'est une perturbation vue par la régulation et elle sera compensée dans la chaîne de régulation.



**Figure IV. 9:** Boucle de régulation de la tension du bus continu.

Tenant compte des deux schémas blocs de régulation des Figures IV. 4 et IV.9, il en résulte une régulation en cascade. Le schéma de la Figure IV. 10 représente le principe de réglage en cascade appliqué au CCM pour réaliser la commande vectorielle.



**Figure IV. 10:** Schéma bloc de la régulation en cascade appliquée au CCM.

**Remarque (IV..1) :** Le courant  $i_{qs}^*$  est comparé à la valeur du courant  $i_{qs}$  issue de la mesure des courants réels. L'erreur sollicite l'entrée du régulateur dont la sortie est la tension de référence  $v_{qr}^*$ .

En parallèle avec cette boucle interne, on trouve une boucle de régulation de  $i_{ds}$ . Le courant de référence  $i_{ds}^*$  est maintenu nul. La sortie de régulateur  $i_{ds}$  donne la tension de référence  $v_{dr}^*$ .

Les différentes transformations de Park au niveau de la commande du CCM nécessitent d'angles  $\theta$ , qui peut être obtenus au moyen d'un observateur. Le fonctionnement des systèmes éoliens sans capteur de vitesse a pour avantages de réduire la complexité matérielle et les coûts, de réduire la taille de l'entraînement, d'éliminer les câbles des capteurs, de renforcer l'immunité au bruit, de renforcer la fiabilité et de réduire les besoins en maintenance [Abd-17].

Vu la nécessité et l'importance de l'estimation de la vitesse de GSAP, la section suivante sera dédiée à la synthèse d'un observateur MRAS.

### IV.3.3. Estimation de la vitesse par la technique MRAS

Dans cette section, nous allons proposer une méthode d'estimation de la vitesse de la génératrice à travers un observateur basé sur un Modèle de Référence et un Système Adaptative (MRAS). Cette méthode utilise deux modèles (un Modèle de Référence (en anglais : Model Reference, soit, MR) et un Système Adaptatif (en anglais : Adaptive System, soit, AS). Les méthodes d'estimation de la vitesse utilisant le système MRAS ont été décrites de manière détaillée dans la littérature sur l'entraînement des machines synchrones à aimants permanents (en anglais : PMSM) en raison de sa simplicité d'estimation de la vitesse et de ses bons résultats. Le bloc du modèle de référence (MR) est indépendant de la vitesse estimée, alors que le système adaptatif (AS) inclut cette vitesse. L'erreur de la comparaison entre le bloc (MR) et le bloc (AS) est appliquée au Mécanisme d'Adaptation (MA). La sortie du Mécanisme d'Adaptation est un signal de commande permet de réguler l'AS, pour laquelle l'erreur est réduite.

Plusieurs méthodes à base de la MRAS ont été présentées dans la littérature, telles que les approches basées ; sur la puissance réactive [Ker-16.b, Hua-10, Mai-08], et sur les forces électromotrices [Dyb-09, Tar-12]. [Abd-17] propose une nouvelle approche MRAS qui utilise les tensions et les courants du stator comme variables d'état pour estimer la vitesse du rotor du générateur.

Cependant, la technique MRAS fondée sur les flux statoriques pour l'estimation de la vitesse de la machine synchrone, développée initialement par C. Schauder<sup>2</sup> [Sch-92], est certainement la stratégie la plus populaire, en raison de sa facilité de mise en œuvre et ses bonnes performances en termes de précision et de stabilité. L'estimation des composantes du flux statorique, pour les deux modèles, est basée uniquement sur la mesure des grandeurs statoriques tensions et courants généralement exprimées dans le référentiel de PARK [Sai-18.c]. L'erreur entre les deux modèles pilote un

---

<sup>2</sup> **Colin Schauder** (1952 Afrique du Sud) est un physicien sud-africain, connu pour ses travaux dans les entraînements de moteurs à CA hautes performances et le contrôle de systèmes de conversion de puissance avancés.

mécanisme (ou algorithme) d'adaptation qui génère la position et la vitesse estimée. Cette dernière est utilisée dans le modèle ajustable.

#### IV.3.3.1. Modèle de référence et modèle ajustable

À partir des équations (III. 2) et (IV. 1), le modèle de la tension d'entrée du CCM est :

$$\bar{V}_r = \begin{bmatrix} v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_{eq}i_{ds} + \frac{d}{dt}\phi_{ds} - \omega\phi_{qs} \\ -R_{eq}i_{qs} + \frac{d}{dt}\phi_{qs} + \omega\phi_{ds} \end{bmatrix} \quad (\text{IV. 8})$$

Dans le repère de PARK, le modèle de flux statorique de référence est exprimé comme suit:

$$\bar{\phi}_s = \bar{\phi}_s^* = \begin{bmatrix} \phi_{ds}^* \\ \phi_{qs}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -L_{eq}i_{ds} + \phi_f \\ -L_{eq}i_{qs} \end{bmatrix} \quad (\text{IV. 9})$$

Selon l'équation (IV. 8), le modèle du flux statorique adaptatif est exprimé par:

$$\hat{\phi}_s = \begin{bmatrix} \hat{\phi}_{ds} \\ \hat{\phi}_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \int (v_{dr} + R_{eq} \hat{i}_{ds} + \hat{\omega} \hat{\phi}_{qs}) dt \\ \int (v_{qr} + R_{eq} \hat{i}_{qs} - \hat{\omega} \hat{\phi}_{ds}) dt \end{bmatrix} \quad (\text{IV. 10})$$

On remarque bien que le modèle de référence n'est pas lié à la pulsation électrique, et donc à la vitesse rotorique. Par contre, le modèle ajustable contient l'information « vitesse de rotation » dans son expression.

#### IV.3.3.2. Mécanisme d'adaptation

L'algorithme d'adaptation est choisi de manière à faire converger le modèle ajustable vers le modèle de référence en minimisant l'erreur, tout en assurant une stabilité du système. L'erreur entre ces deux modèles sollicite un mécanisme d'adaptation qui fournit une estimation de la vitesse mécanique en appliquant la théorie de Lyapunov ou le critère d'hyper stabilité de Popov [Khl-12].

L'erreur entre les flux statoriques d'axe d-q estimé et de référence est définie comme suit:

$$e = \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{ds}^* - \hat{\phi}_{ds} \\ \phi_{qs}^* - \hat{\phi}_{qs} \end{bmatrix} \quad (\text{IV. 11})$$

En faisant la différence entre le modèle de référence et le modèle ajustable, il devient:

$$\frac{d}{dt}e = \frac{d}{dt}\phi_s^* - \frac{d}{dt}\hat{\phi}_s \quad (\text{IV. 12})$$

En écriture matricielle, la dérivée de l'écart des flux statoriques devient :

$$\dot{e} = \begin{bmatrix} \dot{e}_d \\ \dot{e}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_{eq}}\phi_{ds}^* - \frac{1}{T_{eq}}\phi_f + v_{dr} - L_{eq}\dot{i}_{ds} + \hat{\omega}\hat{\phi}_{qs} \\ -\frac{1}{T_{eq}}\phi_{qs}^* + v_{qr} - L_{eq}\dot{i}_{qs} + \hat{\omega}\hat{\phi}_{ds} \end{bmatrix} \quad (\text{IV. 13})$$

Les erreurs, d'axes « d » et « q » du flux statorique d'état sont simplifiées comme indiqué ci-dessous:



$$\begin{cases} \dot{e}_d + \frac{1}{T_{eq}} e_d = -\frac{1}{T_{eq}} \hat{\phi}_{ds} + \hat{\omega} \hat{\phi}_{qs} + \frac{1}{T_{eq}} \phi_f + v_{dr} - L_{eq} \dot{i}_{ds} \\ \dot{e}_q + \frac{1}{T_{eq}} e_q = -\frac{1}{T_{eq}} \hat{\phi}_{qs} + \hat{\omega} \hat{\phi}_{ds} + v_{qr} - L_{eq} \dot{i}_{qs} \end{cases} \quad (\text{IV. 14})$$

On obtient:

$$\begin{cases} e_d \left( s + \frac{1}{T_{eq}} \right) = -W_d(e_d, t) + f_d(t) \\ e_q \left( s + \frac{1}{T_{eq}} \right) = -W_q(e_q, t) + f_q(t) \end{cases} \quad (\text{IV. 15})$$

Où:

$$f(t) = \begin{bmatrix} f_d(t) \\ f_q(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_{eq}} \hat{\phi}_{ds} + \frac{1}{T_{eq}} \phi_f + v_{dr} - L_{eq} \dot{i}_{ds} \\ -\frac{1}{T_{eq}} \hat{\phi}_{qs} + v_{qr} - L_{eq} \dot{i}_{qs} \end{bmatrix} \quad \text{et}$$

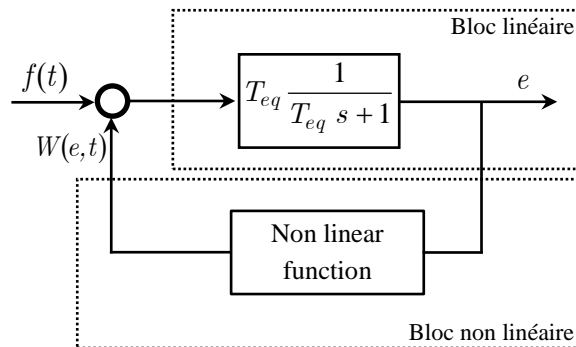
$$W(e, t) = \begin{bmatrix} W_d(e_d, t) \\ W_q(e_q, t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\hat{\omega}(e_d, t) \hat{\phi}_{qs} \\ -\hat{\omega}(e_q, t) \hat{\phi}_{ds} \end{bmatrix}$$

Avec :

[ $e$ ] : la différence entre le modèle référence et le modèle ajustable ;

[ $W$ ] : la sortie du bloc non-linéaire de contre réaction, qui constitue l'entrée de perturbation du bloc linéaire. les équations rassemblent un système en contre réaction non-linéaire représenté par la Figure IV. 11. Le système est représenté par un bloc linéaire écrit par la fonction de transfert suivant  $LF(s) = \frac{1}{s+1/T_{eq}}$  et une partie non-linéaire d'entrée  $e_d, e_q$ ,

et de sortie  $W(e, t)$



**Figure IV. 11:** Schéma équivalent de la MRAS sous la forme d'un système bouclé.

Tant que le système global se compose de deux sous-systèmes, l'un linéaire et l'autre non linéaire, la synthèse des conditions de stabilité nécessite que :

- La fonction de transfert linéaire ouverte peut être nulle ou positive, donc:

$$R_e[LF(jw)] = \frac{T_{eq}}{w^2 + T_{eq}^2} \quad \text{est positif} \quad \forall w > 0$$

- Le mécanisme adaptatif inclus dans le bloc non-linéaire doit répondre au critère d'hyper stabilité de Popov (Annexe B).

La vitesse mécanique estimée est donnée par:

$$\hat{\omega}(e, t) = A_2(e) + \int_0^t A_1(e) dt \quad (\text{IV. 16})$$

Nous posons:

$$\begin{cases} \omega_p(e_d, t) = A_2(e) \\ \omega_i(e_d, t) = \int_0^t A_1(e) dt \end{cases} \quad (\text{IV. 17})$$

Le bloc non-linéaire vérifie l'inégalité de Popov définie par:

$$G = \int e_d W dt = G_1 + G_2 \quad (\text{IV. 18})$$

Avec :

$$\int e_d W dt > -\chi^2 \quad \text{pour} \quad t \geq 0 \quad (\text{IV. 19})$$

Où  $\chi$  est une constante positive,

$$\begin{cases} G_1 = \int e_d \hat{\phi}_{ds} \left[ \int_0^t A_1(e_d, t) dt \right] dt \\ G_2 = \int e_d \hat{\phi}_{qs} [A_1] dt \end{cases}$$

La solution de  $G_1$  est donnée par l'adaptation de la loi intégrale  $\omega_i(e_d, t)$ , et la solution de  $G_2$  est donnée par la loi proportionnelle adaptation  $\omega_p(e_d, t)$  :

$$\begin{cases} \omega_i(e_d, t) = K_1 \int_0^t e_d \hat{\phi}_{qs} dt + \omega(0) \\ \omega_p(e_d, t) = K_2 e_d \hat{\phi}_{qs} \end{cases} \quad \text{pour} \quad K_1, K_2 > 0 \quad (\text{IV. 20})$$

A partir de la structure générale du mécanisme d'adaptation, l'estimation de la vitesse de rotation  $\hat{\omega}$  est une fonction de l'erreur  $e$ . Dans le but d'améliorer la réponse de l'algorithme d'adaptation, nous allons utiliser un régulateur PI afin d'estimer la vitesse rotorique. D'où l'estimation de la vitesse de rotation est donnée sous la forme suivante :

$$\omega(e_d, t) = K_2 e_d \hat{\phi}_{qs} + K_1 \int_0^t e_d \hat{\phi}_{qs} dt + \omega(0) \quad (\text{IV. 21})$$

Pour  $e_q$  est la même manière que  $e_d$ , nous déterminons  $\omega(e_q, t)$  qui peut être exprimée comme:

$$\omega(e_q, t) = - \left[ K_1' e_q \hat{\phi}_{ds} + K_2' \int_0^t e_q \hat{\phi}_{ds} dt + \omega(0) \right] \quad (\text{IV. 22})$$

La vitesse estimée est, finalement, donnée par:

$$\hat{\omega} = \omega(e_d, t) + \omega(e_q, t) = K_i \int_0^t (e_d \hat{\phi}_{qs} - e_q \hat{\phi}_{ds}) dt + K_p (e_d \hat{\phi}_{qs} - e_q \hat{\phi}_{ds}) + \omega(0) \quad (\text{IV. 23})$$

Avec :

$$e_d \hat{\phi}_{qs} - e_q \hat{\phi}_{ds} = \phi_{sq}^* \hat{\phi}_{ds} - \phi_{sd}^* \hat{\phi}_{qs}$$

Le schéma de l'observateur proposé de type MRAS, basé sur le flux du stator, est illustré dans la Figure IV. 12.

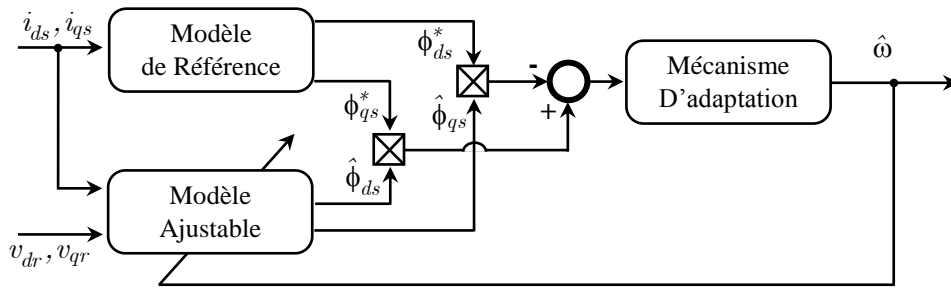


Figure IV. 12: Schéma du principe de l'estimation de la vitesse par la méthode MRAS.

### IV.3.4. Schéma bloc de commande du Convertisseur Côté Machine

La Figure, ci-dessous, représente le schéma bloc de la simulation. La génératrice est connectée directement au CCM. Il s'agit de contrôler les courants statoriques directement par le réglage des deux composantes directe  $i_{ds}$  et en quadratique  $i_{qs}$ . Le courant direct est maintenu à sa valeur de référence nulle ( $i_{ds}^* = 0$ ), alors que le réglage de la composante en quadrature est réalisé avec dont la consigne qui est directement déduite de valeur de la tension de bus continu  $v_{dc}$ . Les erreurs entre les courants de références ( $i_{ds}^*, i_{qs}^*$ ) et celles mesurées ( $i_{ds}, i_{qs}$ ) au niveau du stator sont traitées par l'algorithme de contrôle considéré, afin de construire les tensions de références de redresseur ( $v_{\alpha r}^*, v_{\beta r}^*$ ). Ces tensions de référence à l'entrée du CCM à MLI vectorielle sont utilisées par la technique de modulation « Space Vector Modulation » pour la synthèse des signaux de commande pour les interrupteurs du convertisseur (Figure IV. 13).

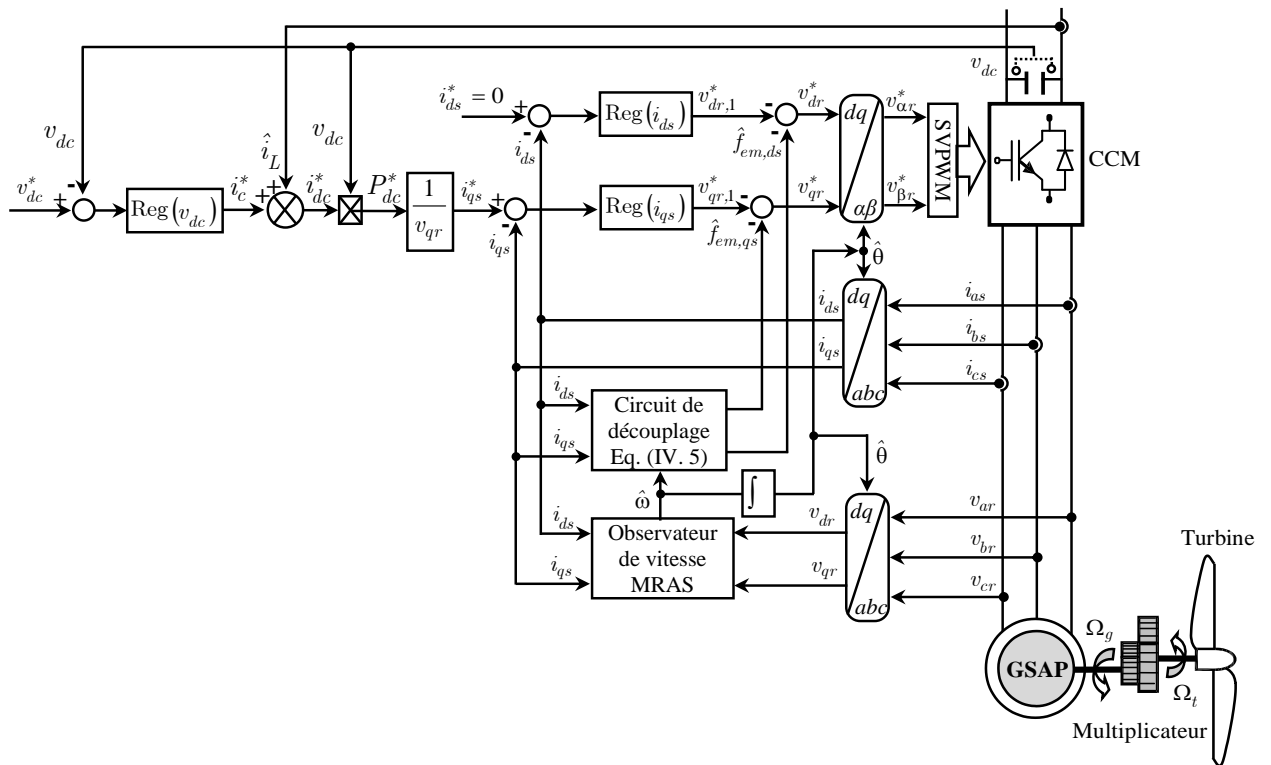


Figure IV. 13: Schéma bloc de commande du CCM.

### IV.3.5. Synthèse des correcteurs

Pour le système de réglage, nous choisissons d'utiliser des correcteurs de type Proportionnel- Intégral (PI), étant donné qu'ils sont simples à mettre en œuvre. Ce type de correcteur assure une erreur statique nulle grâce à l'action d'intégration, tandis que la rapidité de réponse est établie par l'action proportionnelle. Le calcul des correcteurs est effectué à l'aide du principe d'imposition des pôles.

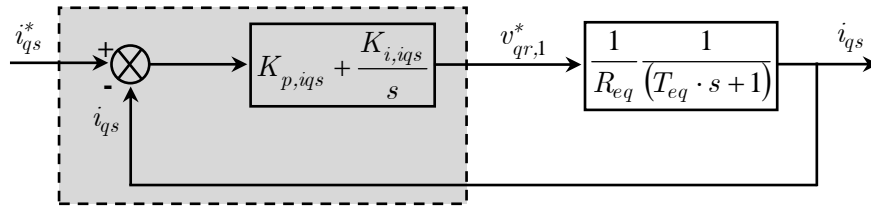
#### IV.3.5.1. Correcteur du courant $i_{qs}$

Le correcteur du courant en quadrature fournit la tension  $v_{qr,1}^*$  nécessaire au maintien de la tension du bus continu à sa valeur de référence.

Suivant la Figure IV. 5, la fonction de transfert  $\frac{i_{qs}}{v_{qr,1}^*}$  est donnée par:

$$\frac{i_{qs}}{v_{qr,1}^*} = \frac{1/R_{eq}}{1 + T_{eq} \cdot s} \quad (\text{IV. 24})$$

La boucle de régulation du courant  $i_{qs}$  est représentée par la Figure IV. 14.



**Figure IV. 14:** Schéma bloc de régulation du courant  $i_{qs}$ .

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée comme suit :

$$\frac{i_{qs}}{i_{qs}^*} = \frac{\frac{1}{T_{eq}R_{eq}}(K_{p,iqs} \cdot s + K_{i,iqs})}{s^2 + s\left(\frac{1 + K_{p,iqs}/R_{eq}}{T_{eq}}\right) + \frac{K_{i,iqs}}{T_{eq}R_{eq}}} \quad (\text{IV. 25})$$

Le dimensionnement du correcteur se fait à l'aide du principe d'imposition des pôles. Comme le polynôme caractéristique de l'équation (IV.25) est du deuxième ordre, nous imposons deux pôles à partie réelle négative. Pour avoir plus de souplesse dans le choix des dynamiques de régulation, nous utilisons le faisceau de courbes présenté à l'annexe D, pour lequel le dénominateur de fonction de transfert correspondante est de la forme :

$$D(s) = s^2 + 2\xi\omega_0s + \omega_0^2 \quad (\text{IV. 26})$$

Ainsi, nous obtenons les paramètres du correcteur, en fonction de l'amortissement  $\xi$  et de la pulsation propre  $\omega_0$ .

Par identification entre les équations (IV.25) et (IV.26), nous obtenons les paramètres suivants du correcteur PI :

**Tableau IV. 1 :** Paramètres du correcteur du courant d'axe en quadrature.

	$K_{p,ids}$	$K_{i,ids}$
Correcteur PI	$(2\xi\omega_0 T_{eq} - 1)R_{eq}$	$\omega_0^2 R_{eq} T_{eq}$

### IV.3.5.2. Correcteur du courant $i_{ds}$

Le correcteur du courant direct fournit la tension  $v_{dr,1}^*$  nécessaire au maintien du courant direct à sa valeur de référence nulle. D'après la Figure IV. 6, la fonction de transfert  $\frac{i_{ds}}{v_{dr,1}^*}$  est donnée par :

$$\frac{i_{ds}}{v_{dr,1}^*} = \frac{1/R_{eq}}{1 + T_{eq} \cdot s} \quad (IV. 27)$$

Les mêmes calculs effectués pour le correcteur du courant  $i_{qs}$  sont appliqués à ce correcteur. Les paramètres du correcteur sont donc les mêmes. Ils sont donnés par :

**Tableau IV. 2 :** Paramètres du correcteur du courant d'axe direct.

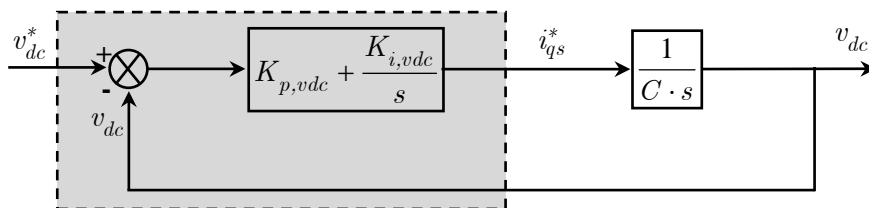
	$K_{p,ids}$	$K_{i,ids}$
Correcteur PI	$(2\xi\omega_0 T_{eq} - 1)R_{eq}$	$\omega_0^2 R_{eq} T_{eq}$

### IV.3.5.1. Correcteur de la tension du 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 nominale. D'après l'équation (IV. 6), nous avons :

$$\frac{v_{dc}}{i_{qs}^*} = \frac{1}{C \cdot s} \quad (IV. 28)$$

Comme la dynamique du courant est plus rapide que la dynamique du flux, le courant  $i_{qs}$  est supposé déjà arrivé à sa valeur  $i_{qs}^*$  ( $\frac{i_{qs}}{i_{qs}^*} = 1$ ). D'où le schéma bloc de régulation du flux rotorique.



**Figure IV. 15:** Schéma bloc de régulation de la tension du bus continu  $v_{dc}$ .

De la même manière, pour dimensionner ce correcteur, nous faisons appel au principe d'imposition des pôles. Les paramètres du correcteur seront :

**Tableau IV. 3 :** Paramètres du correcteur de la tension du bus continu.

	$K_{p,vdc}$	$K_{i,vdc}$
Correcteur PI	$2\xi\omega_0 C$	$\omega_0^2 C$

#### IV.4. Commande du Convertisseur Côté Réseau

L'ensemble de production d'énergie est connecté au réseau triphasé via un convertisseur à MLI et un transformateur, entre les quels s'insère un filtre triphasé. Le rôle du convertisseur à MLI est de régler les puissances active et réactive ainsi que la fréquence et les tensions triphasées injectées au réseau électrique quel que soit la variation de la tension de bus continu, en générant un courant nécessaire pour la régulation des puissances. Le flux de la puissance du convertisseur côté réseau est contrôlé afin de maintenir la liaison de bus continu à des valeurs de référence.

Le CCR est commandé de manière à contrôler les courants transités par le filtre. Un contrôle vectoriel dans le repère de Park des courants est réalisé en utilisant un repère synchronisé avec les tensions du réseau. Le modèle du filtre, entre le CCR et le transformateur, dans le repère de PARK est donné par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} L_l \frac{d}{dt} i_{dl} = v_{d,ond} - R_l i_{dl} + \omega_{res} L_l i_{ql} - v_{d,res} \\ L_l \frac{d}{dt} i_{ql} = v_{q,ond} - R_l i_{ql} - \omega_{res} L_l i_{dl} - v_{q,res} \end{cases} \quad (IV. 29)$$

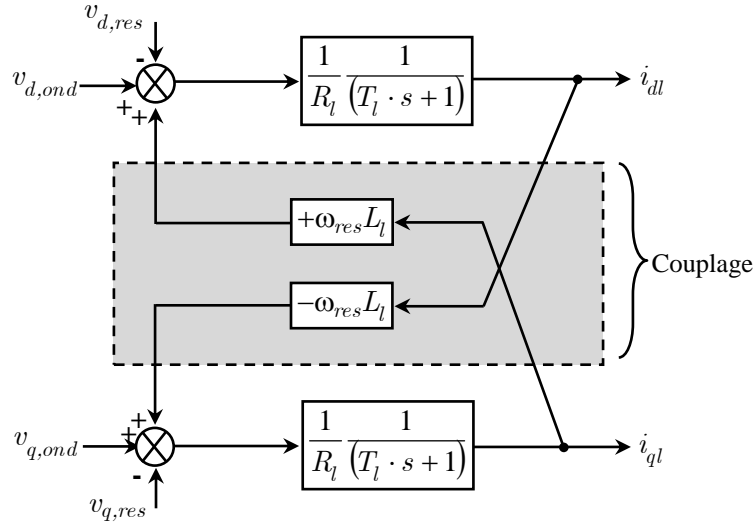
Avec la transformé de Laplace, nous écrivons :

$$\begin{cases} i_{dl} = \frac{1}{R_l} \frac{1}{T_l \cdot s + 1} (v_{d,ond} + \omega_{res} L_l i_{ql} - v_{d,res}) \\ i_{ql} = \frac{1}{R_l} \frac{1}{T_l \cdot s + 1} (v_{q,ond} - \omega_{res} L_l i_{dl} - v_{q,res}) \end{cases} \quad (IV. 30)$$

Où  $T_l$  est la constante de temps de la ligne définie par :

$$T_l = \frac{L_l}{R_l}$$

D'après l'équation (IV. 30), le schéma block du modèle simplifié des courants transités vers le réseau dans le repère de Park est établi et illustré sur la Figure suivante :



**Figure IV. 16:** Modèle des courants transités vers le réseau.

#### IV.4.1. Commande vectorielle avec découplage par compensation

Comme pour la régulation des courants statoriques, avant de faire le réglage des courants injectés au réseau électrique, il est nécessaire de réaliser un découplage pour commander séparément les courants. Dans ce cas, nous utilisons aussi le découplage par compensation. Pour rendre les axes ( $d$ ) et ( $q$ ) complètement indépendants.

Les équations du système (IV. 29) présentent un couplage entre les deux axes ( $d, q$ ), où les termes des tensions de couplage sont :

$$\begin{cases} e_{dl} = -\omega_{res}L_l i_{ql} + v_{d,res} \\ e_{ql} = +\omega_{res}L_l i_{dl} + v_{q,res} \end{cases} \quad (\text{IV. 31})$$

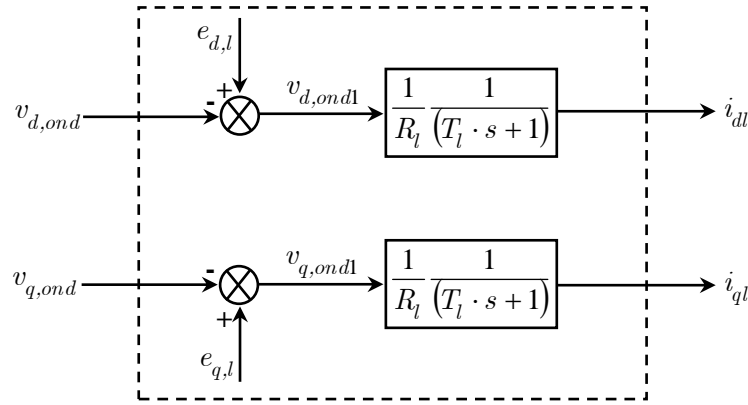
Posons comme équations différentielles :

$$\begin{cases} v_{d,ondl} = L_l \frac{d}{dt} i_{dl} + R_l i_{ds} \\ v_{q,ondl} = L_l \frac{d}{dt} i_{ql} + R_l i_{qs} \end{cases} \quad (\text{IV. 32})$$

Qui s'expriment aussi sous la forme suivante :

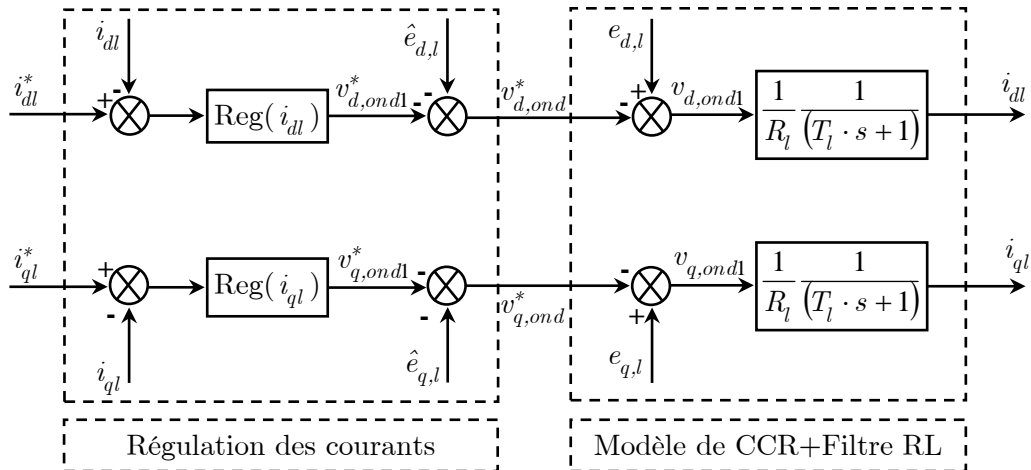
$$\begin{cases} v_{d,ond} = v_{d,ondl} + e_{dl} \\ v_{q,ond} = v_{q,ondl} + e_{ql} \end{cases} \quad (\text{IV. 33})$$

Nous pouvons alors représenter ce modèle simplifié des courants injectés au réseau dans le repère de Park par le schéma bloc suivant :



**Figure IV. 17:** Modèle simplifié des courants transités vers le réseau.

Le schéma bloc de la régulation des courants d'axes ( $d$ ) et ( $q$ ) est décrit par la Figure IV. 18. Dans ce schéma bloc de régulation apparaissent les termes de compensation et de découplage des axes  $d - q$  ainsi que les modèles du CCR et de la liaison de celui-ci au réseau via le filtre RL suivant le repère de PARK.



**Figure IV. 18:** Contrôle des courants avec découplage par addition des termes de compensation.

#### IV.4.2. Contrôle des puissances

Le contrôle direct des puissances active et réactive injectées au réseau électrique ou DPC (Direct Power Control) est une méthode qui semble très robuste car elle n'utilise que les mesures de tensions réelles pour commander le flux des puissances électriques au réseau [Haq-08]. Elle est indépendante des paramètres de la génératrice.

Les puissances active et réactive instantanées échangées à travers le filtre vers le réseau sont exprimées par [Bou-14]:

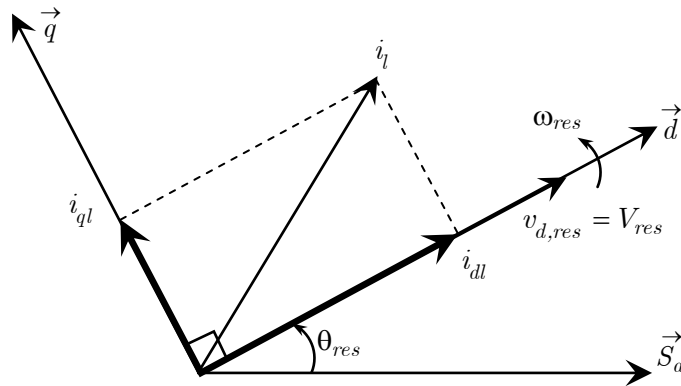


$$\begin{cases} P_l = v_{a,res} i_{al} + v_{b,res} i_{bl} + v_{c,res} i_{cl} \\ Q_l = \frac{1}{\sqrt{3}} [(v_{b,res} - v_{c,res}) i_{al} + (v_{c,res} - v_{a,res}) i_{bl} + (v_{a,res} - v_{b,res}) i_{cl}] \end{cases} \quad (\text{IV. 34})$$

Dans le modèle de Park, les puissances active et réactive s'écrivent [Ham-13, Sai-17.b]:

$$\begin{cases} P_l = \frac{3}{2} (v_{d,res} i_{dl} + v_{q,res} i_{ql}) \\ Q_l = \frac{3}{2} (v_{q,res} i_{dl} - v_{d,res} i_{ql}) \end{cases} \quad (\text{IV. 35})$$

Un contrôle vectoriel est utilisé dans un repère tournant de PARK orienté selon le vecteur « tension de réseau » de manière à ce que sa composante en quadrature soit nulle, c'est-à-dire, ( $v_{q,res} = 0$ ,  $v_{d,res} = V_{res}$ ), comme il est montré dans la Figure IV. 19.



**Figure IV. 19:** Principe d'orientation du contrôle des puissances.

Ce contrôle vectoriel permet un contrôle découplé indépendant des puissances active et réactive circulant entre le réseau et le convertisseur. Les courants sont asservis par deux correcteurs qui génèrent des références des tensions à appliquer ( $v_{d,ond}^*$  et  $v_{q,ond}^*$ ).

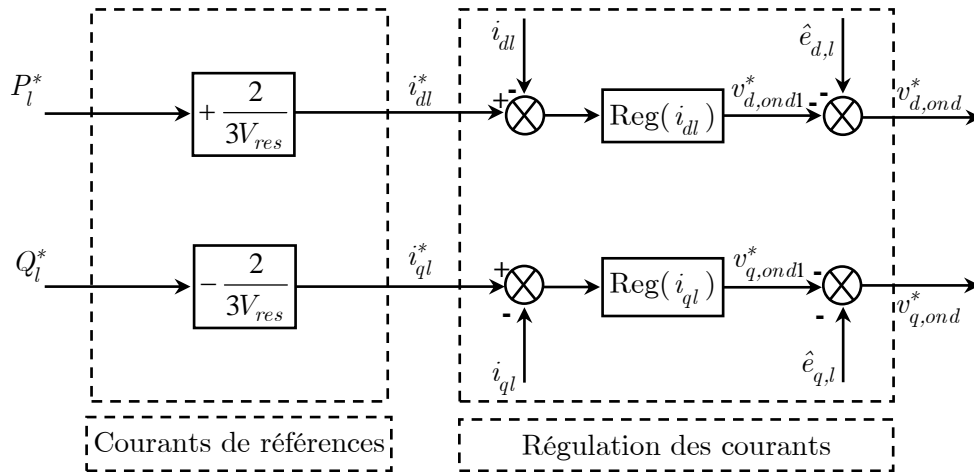
Les expressions des puissances active et réactive deviennent alors sous la forme suivante :

$$\begin{cases} P_l = \frac{3}{2} V_{res} i_{dl} \\ Q_l = -\frac{3}{2} V_{res} i_{ql} \end{cases} \quad (\text{IV. 36})$$

Par conséquent, les expressions des composantes directe et en quadrature du courant de référence s'écrivent, respectivement, comme suit :

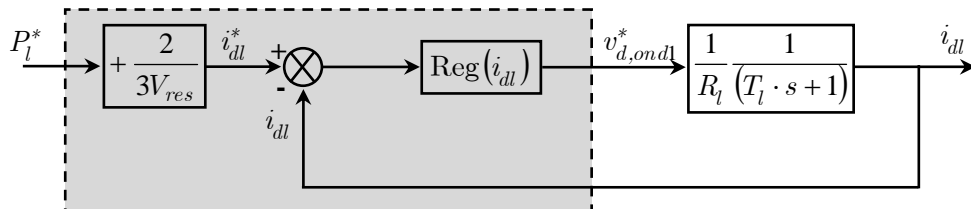
$$\begin{cases} i_{dl}^* = \frac{2}{3V_{res}} P_l^* \\ i_{ql}^* = -\frac{2}{3V_{res}} Q_l^* \end{cases} \quad (\text{IV. 37})$$

Donc, le bloc de régulation de la Figure IV. 18 devient :

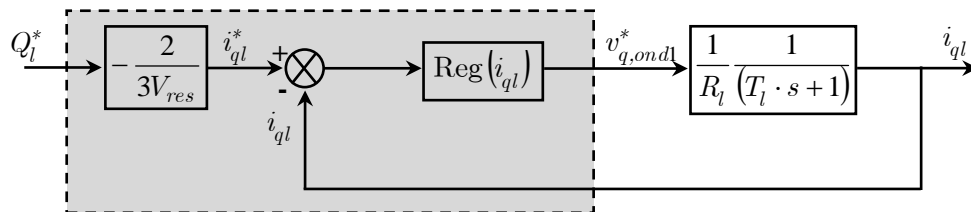


**Figure IV. 19:** Contrôle des puissances active et réactive.

Nous aboutissons alors aux schémas blocs simples et identiques pour les deux courants transités vers le réseau électrique :



**Figure IV. 20:** Boucle de régulation du courant  $i_{dl}$  après découplage.



**Figure IV. 21:** Boucle de régulation du courant  $i_{ql}$  après découplage.

**Remarque (IV..2) :** Selon l'orientation adoptée dans ce système, l'axe direct représente la puissance active et l'axe en quadrature représente la puissance réactive. Le courant  $i_{dl}^*$  est comparé à la valeur de courant  $i_{dl}$  issue de la mesure des courantes réelles. L'erreur sollicite l'entrée du régulateur dont la sortie est la tension de référence  $v_{d,ond}^*$ . En parallèle avec cette boucle, on trouve une boucle de régulation de  $i_{ql}$ . Pour que le facteur de puissance soit unitaire, on doit imposer un courant de référence  $i_{ql}^*$  nul (puissance réactive nulle). La sortie de régulateur  $i_{ql}$  donne la tension de référence  $v_{q,ond}^*$ .

Les différentes transformations de Park au niveau de la commande du CCR nécessitent l'angle  $\theta_{res}$ , qui peut être obtenu au moyen d'une boucle à verrouillage de phase conventionnelle appelée communément PLL [Ker-16.a]. Cette PLL permet d'estimer la fréquence, la pulsation, la phase instantanée et l'amplitude du vecteur de la tension du réseau [Kar-10].

#### IV.4.3. Boucle à verrouillage de phase PLL

Comme il a été mentionné précédemment, le modèle des courants transités vers le réseau en triphasé est mathématiquement transformé en un système diphasé d'axes direct et en quadrature. Ces nouveaux axes composent un repère référentiel tournant. Dans le cadre de ce travail, l'orientation de la tension est aussi adoptée, autrement dit, l'axe « d » est orienté dans la direction du vecteur de la tension du réseau. 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. 22 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].

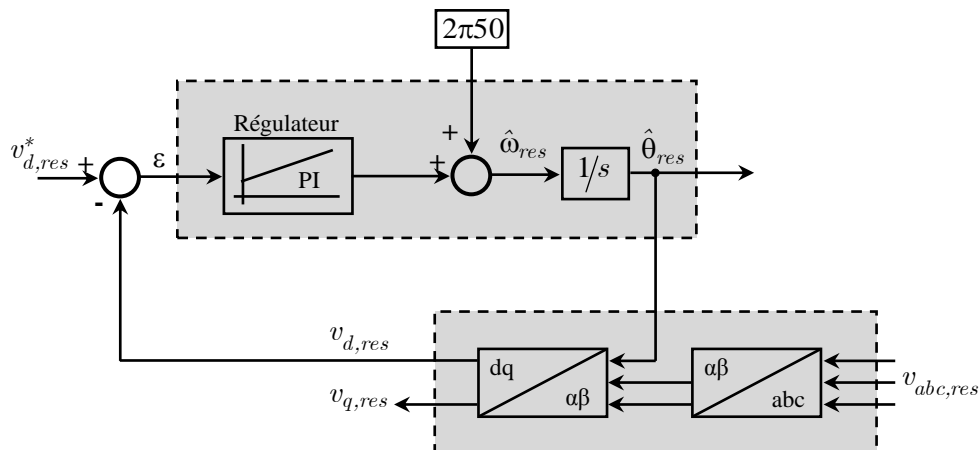


Figure IV. 22: Boucle de verrouillage de phase PLL.

Le verrouillage est réalisé en définissant la référence  $v_{d,res}^*$  sur zéro. La sortie du régulateur *PI* indique la fréquence angulaire «  $\hat{\omega}_{res}$  » qui est intégrée afin d'obtenir l'angle «  $\hat{\theta}_{res}$  ». Cet angle est utilisé pour la transformation vers le système diphasé. Le résultat est utilisé pour le nouveau calcul de l'erreur. Une valeur spécifique de la fréquence est ajoutée pour améliorer les performances de suivi global de la PLL [Bla-06].

### IV.4.4. Schéma bloc de commande du Convertisseur Côté Réseau

La Figure ci-dessous représente le schéma bloc de la commande du CCR. Il s'agit de contrôler les puissances active et réactive échangées entre le CCR et le réseau, indirectement par le réglage des deux composantes directe et en quadrature du courant circulant dans le filtre RL.

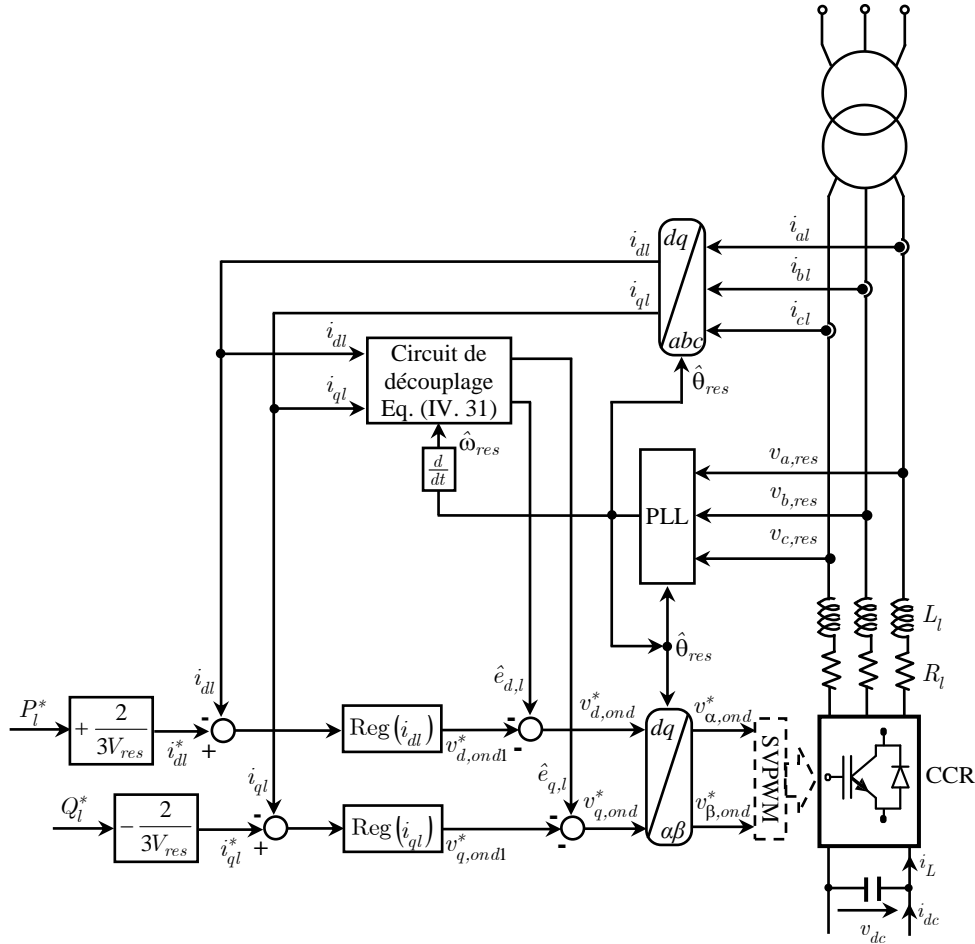


Figure IV. 23: Schéma bloc de la commande du CCR.

### IV.4.5. Synthèse des correcteurs

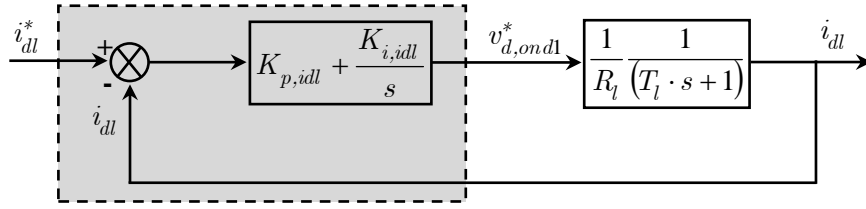
#### IV.4.5.1. Correcteur du courant $i_{dl}$

Le correcteur du courant direct fournit la tension  $v_{d,ondl}^*$  nécessaire pour assurer la bonne commande du courant  $i_{dl}$ , donc de la puissance  $P_l$ .

Suivant la Figure IV. 18, la fonction de transfert  $\frac{i_{dl}}{v_{d,ondl}^*}$  est donnée par:

$$\frac{i_{dl}}{v_{d,ondl}^*} = \frac{1/R_l}{1 + T_l \cdot s} \tag{IV. 38}$$

La boucle de régulation du courant  $i_{dl}$  est représentée par la Figure IV. 24.



**Figure IV. 24:** Schéma bloc de la régulation du courant  $i_{dl}$ .

Les mêmes calculs, effectués pour les correcteurs des courants coté machine, sont appliqués à ces correcteurs. Les paramètres du correcteur sont donc les mêmes. Ils sont donnés par :

**Tableau IV. 4 :** Paramètres du correcteur du courant d'axe direct.

	$K_{p,idl}$	$K_{i,idl}$
Correcteur PI	$(2\xi\omega_0 T_l - 1)R_l$	$\omega_0^2 R_l T_l$

#### IV.4.5.2. Correcteur du courant $i_{ql}$

Le correcteur du courant en quadrature fournit la tension  $v_{q,ondl}^*$  nécessaire pour assurer la bonne commande du courant  $i_{ql}$ , donc de la puissance  $Q_l$ .

Suivant la Figure IV. 18, la fonction de transfert  $\frac{i_{ql}}{v_{q,ondl}^*}$  est donnée par:

$$\frac{i_{ql}}{v_{q,ondl}^*} = \frac{1/R_l}{1 + T_l \cdot s} \quad (\text{IV. 38})$$

De même la manière, pour dimensionner le correcteur, nous faisons appel au principe d'imposition des pôles. Les paramètres du correcteur sont :

**Tableau IV. 4 :** Paramètres du correcteur du courant d'axe en quadrature.

	$K_{p,iql}$	$K_{i,iql}$
Correcteur PI	$(2\xi\omega_0 T_l - 1)R_l$	$\omega_0^2 R_l T_l$

## IV.5. Résultats de simulation

Pour compléter l'étude théorique présentée précédemment et valider les algorithmes de commande, nous présentons dans cette partie les résultats de simulation numérique illustrant le comportement de la structure de commande découplée entre les grandeurs mécanique (turbine) et les grandeurs électriques (convertisseurs), dont les paramètres sont définis à l'annexe E.

Bien que la dynamique du dispositif éolien est relativement lente par rapport à l'évolution des grandeurs électriques, les correcteurs des grandeurs contrôlées sont calculés de façon à obtenir les

performances les plus élevées possibles tant au niveau de la dynamique qu'à celui de la robustesse et de rejet de perturbations. Au cours de la synthèse de ces correcteurs, nous ferons en sorte d'obtenir une dynamique électrique du système aussi rapide que le permettent la fréquence de la MLI des deux convertisseurs statiques. Les profils des tests de poursuite, de régulation et de robustesse, ainsi que les conditions de simulation, adoptées dans cette simulation, seront également retenus dans le prochain chapitre, avec les mêmes conditions.

Dans le présent chapitre, ces simulations ont deux motivations principales :

- L'examen des performances de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne, son association avec les convertisseurs CCM et CCR reposant sur la stratégie du contrôle linéaire par la commande vectorielle, sur des consignes prédéfinies;
- L'analyse du comportement du processus à commander face aux variations des conditions de fonctionnement pour des différents niveaux de défaut de creux de tension de réseau électrique;

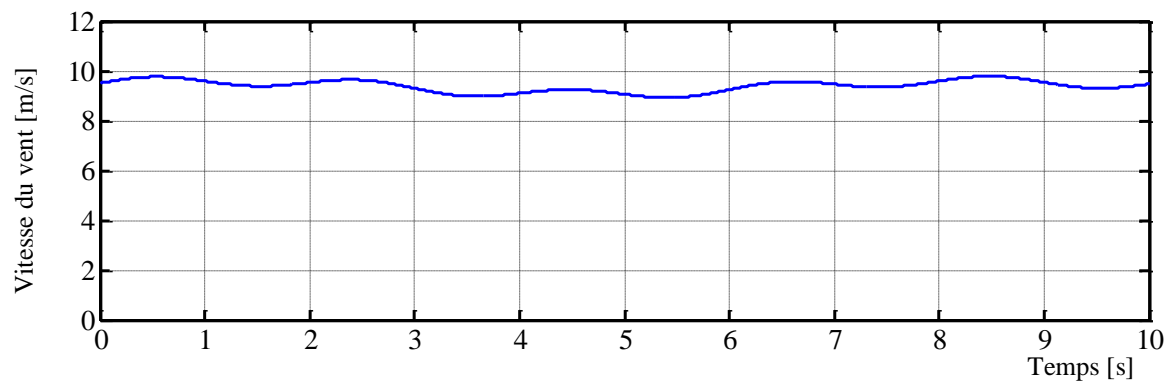
Aussi, nous proposons deux indicateurs et trois tests pour l'évaluation de la commande munie des régulateurs de type PI:

- Le premier indicateur a pour objectif d'analyser les performances en régulation pour une tension du circuit intermédiaire à sa valeur de référence constante de 1 pu;
- Le deuxième indicateur concerne les consignes des puissances active et réactive. La consigne de puissance active permettra à la chaîne de fonctionner à la puissance maximale conférant le meilleur rendement possible au système éolien. La puissance réactive est, quant à elle, maintenue nulle pour assurer un facteur de puissance unitaire côté réseau de façon à améliorer la qualité de l'énergie renvoyée sur le réseau.

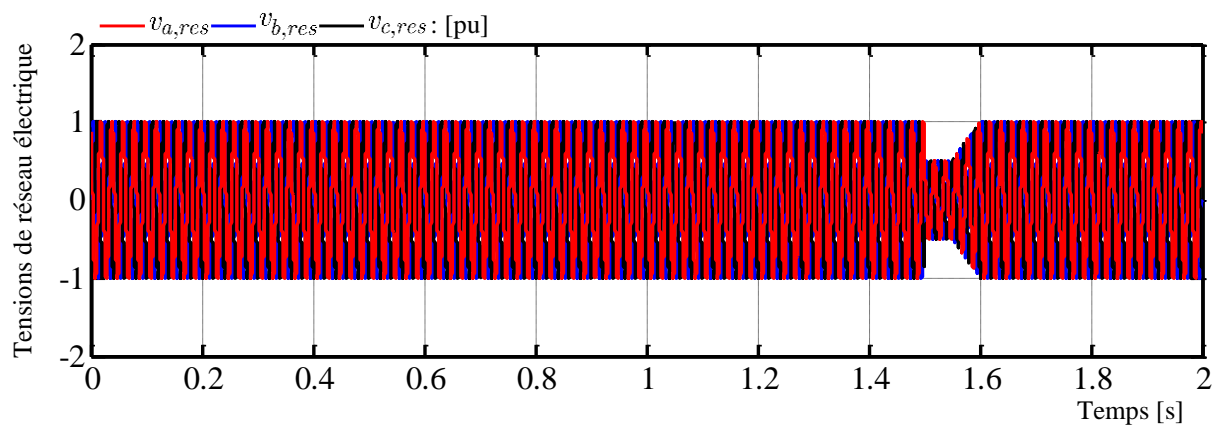
Dans cette section, la classification des creux de tension des réseaux électriques présentée dans [Ale-07, Ram-10] (par exemple type de creux de tension, A, B, etc.) est utilisée. Afin d'étudier l'influence des creux de tension sur le comportement dynamique du système, des simulations numériques sont effectuées dans l'environnement MATLAB/Simulink sous différents niveaux de creux de tension du réseau électrique d'une durée de 100 ms via le « type » A (creux de tension symétrique triphasée), comme indiqué sur les Figures 26, 27 et 28 :

- (1) Un creux de tension de 50%;
- (2) Un creux de tension de 60%;
- (3) Un creux de tension de 70%,

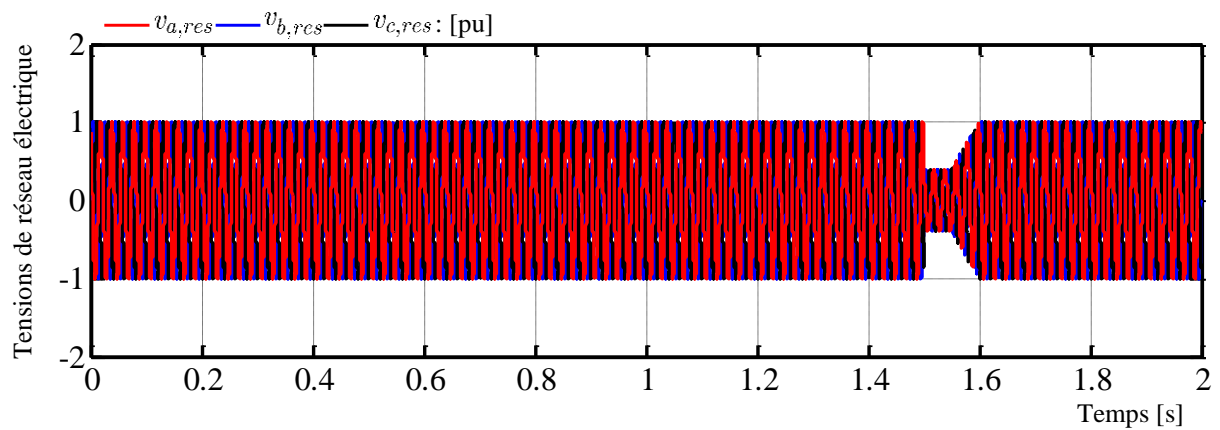
Hormis cette perturbation, la chaîne de conversion de l'énergie éolienne fonctionne dans des conditions normales (pas de perturbations climatiques et pas de variations des paramètres). Dans cette simulation, toutes les grandeurs sont exprimées en Per-Unit (PU). Ceci, nous permet d'évaluer les performances fournies par le système de contrôle [Sai-19.a]. Le profil de la vitesse du vent utilisé dans les simulations est donné par la Figure II. 25.



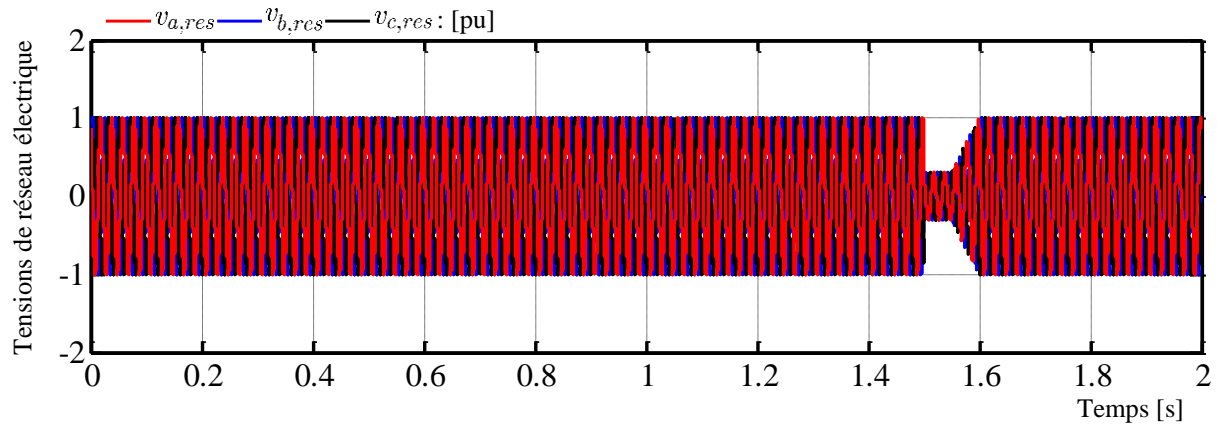
**Figure IV. 25:** Profil de la vitesse du vent



**Figure IV. 26:** Tensions du réseau électrique avec un creux de tension triphasé de 50%.



**Figure IV. 27:** Tensions du réseau électrique avec un creux de tension triphasé de 60%.



**Figure IV. 28:** Tensions du réseau électrique avec un creux de tension triphasé de 70%.

Les simulations présentées dans cette section sont effectuées sur la chaîne de conversion d'énergie éolienne à base d'une GSAP, dont les paramètres sont mentionnés dans l'annexe E. Les paramètres des correcteurs PI utilisés aux schémas de principe des Figures IV. 13 et IV. 23 sont résumés dans les tableaux suivants:

**Tableau IV. 5 :** Paramètres des correcteurs PI de la commande du CCM.

Boucle de régulation	Choix de pôles		Paramètres du correcteur PI	
Courants ( $i_{ds}, i_{qs}$ )	$\omega_0$	$\xi$	$K_{p,ids}$	$K_{i,ids}$
	280	1.1250	24.9409	3.1415e+003
Tension ( $v_{dc}$ )	$\omega_0$	$\xi$	$K_{p,vdc}$	$K_{i,vdc}$
	250	1.1250	0.6188	68.7500

**Tableau IV. 6 :** Paramètres des correcteurs PI de la commande du CCR.

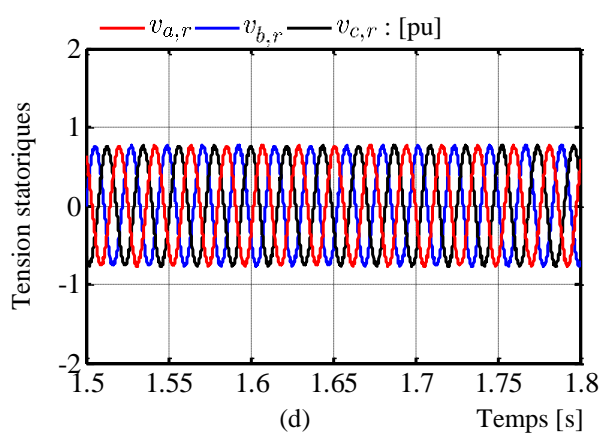
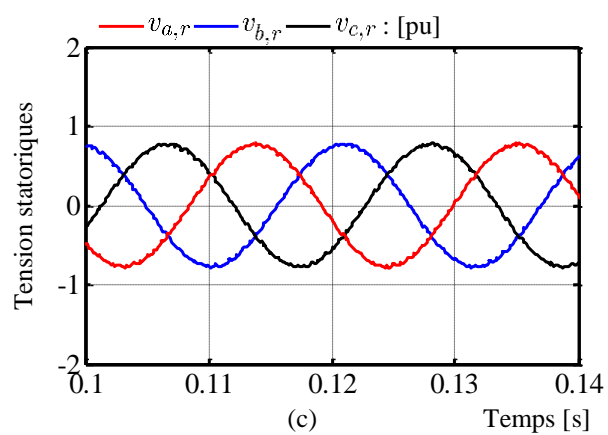
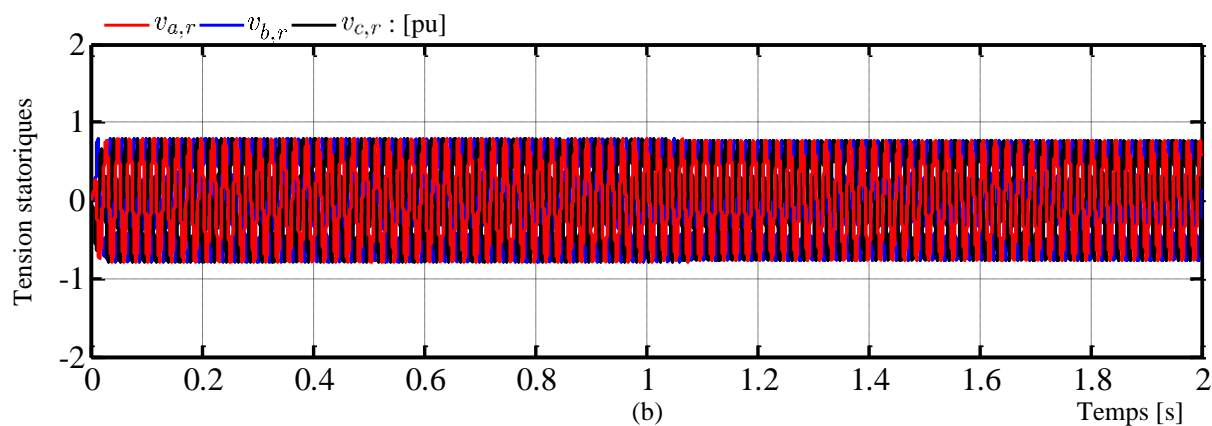
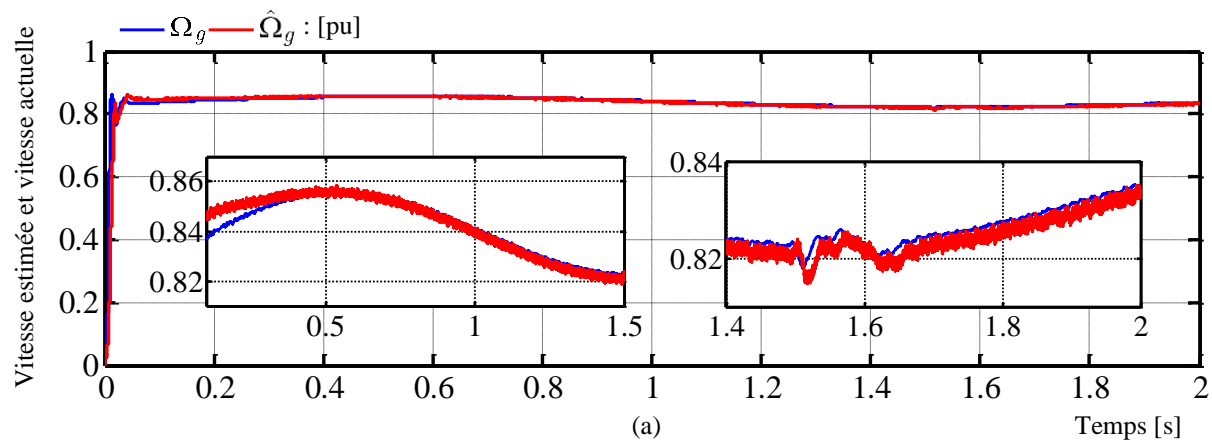
Boucle de régulation	Choix de pôles		Paramètres du correcteur PI	
Courants ( $i_{dl}, i_{ql}$ )	$\omega_0$	$\xi$	$K_{p,iql}$	$K_{i,iql}$
	150	0.9	1.2700	106.4250

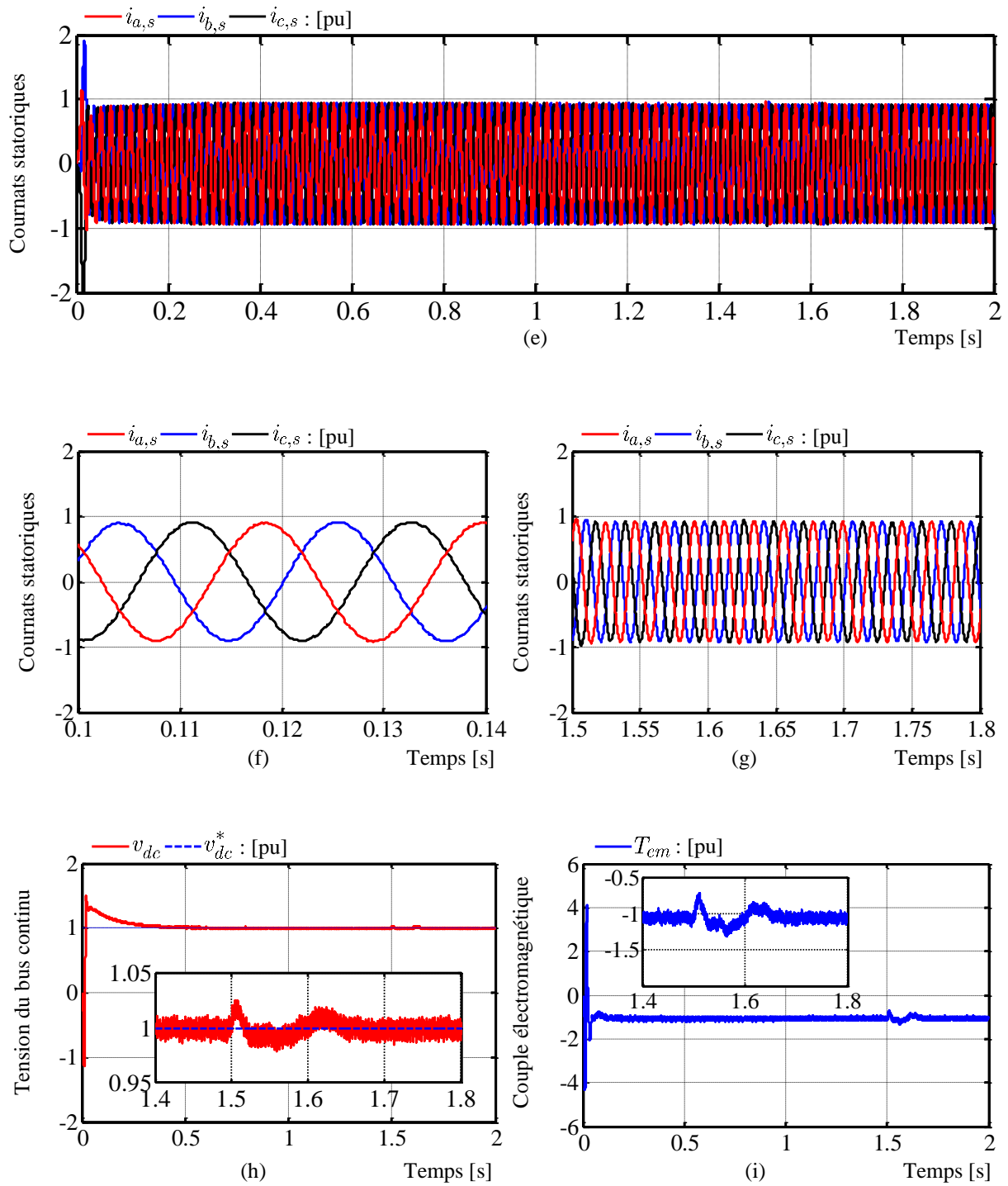


### IV.5.1. Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 50%

#### IV.5.1.1. Résultats de simulation du contrôle côté machine

La Figure IV. 29 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande du côté génératrice lors d'un creux de tension du réseau électrique de 50%.

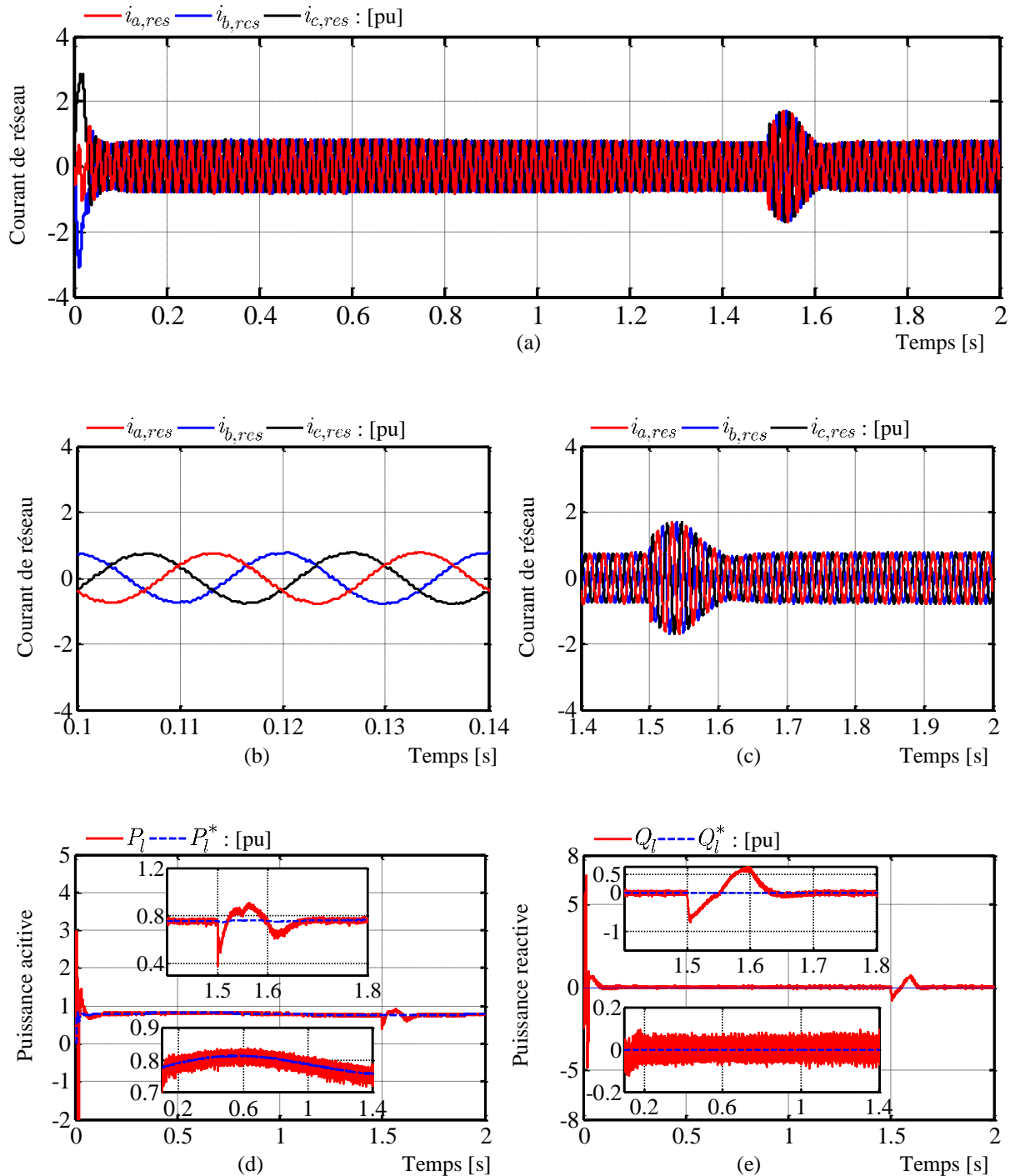




**Figure IV. 29:** Performances du CCM pour un creux de tension triphasé de 50%.

### IV.5.1.2. Résultats de simulation du contrôle côté réseau

La Figure IV. 30 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande du côté réseau lors d'un creux de tension du réseau électrique de 50%.

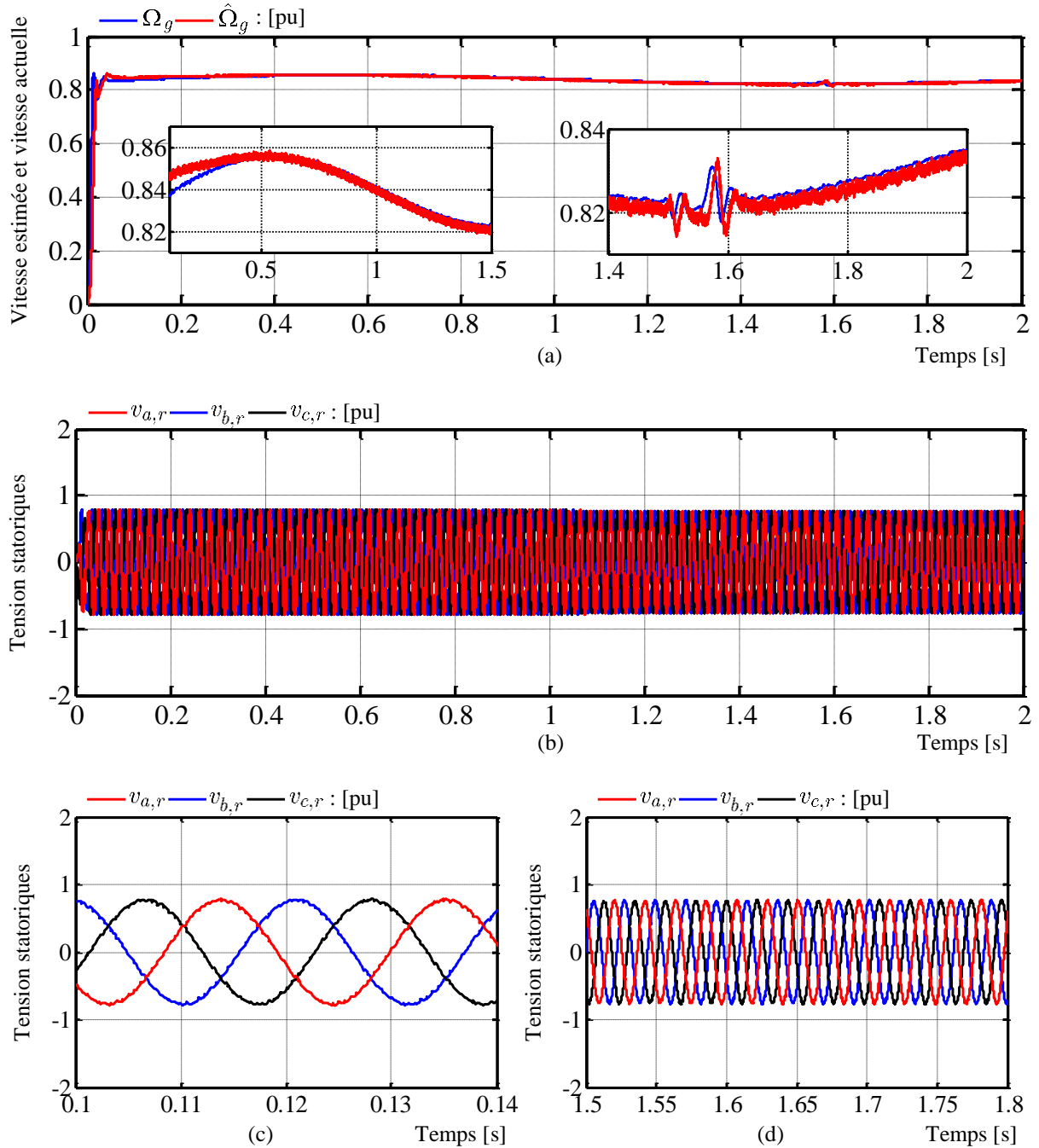


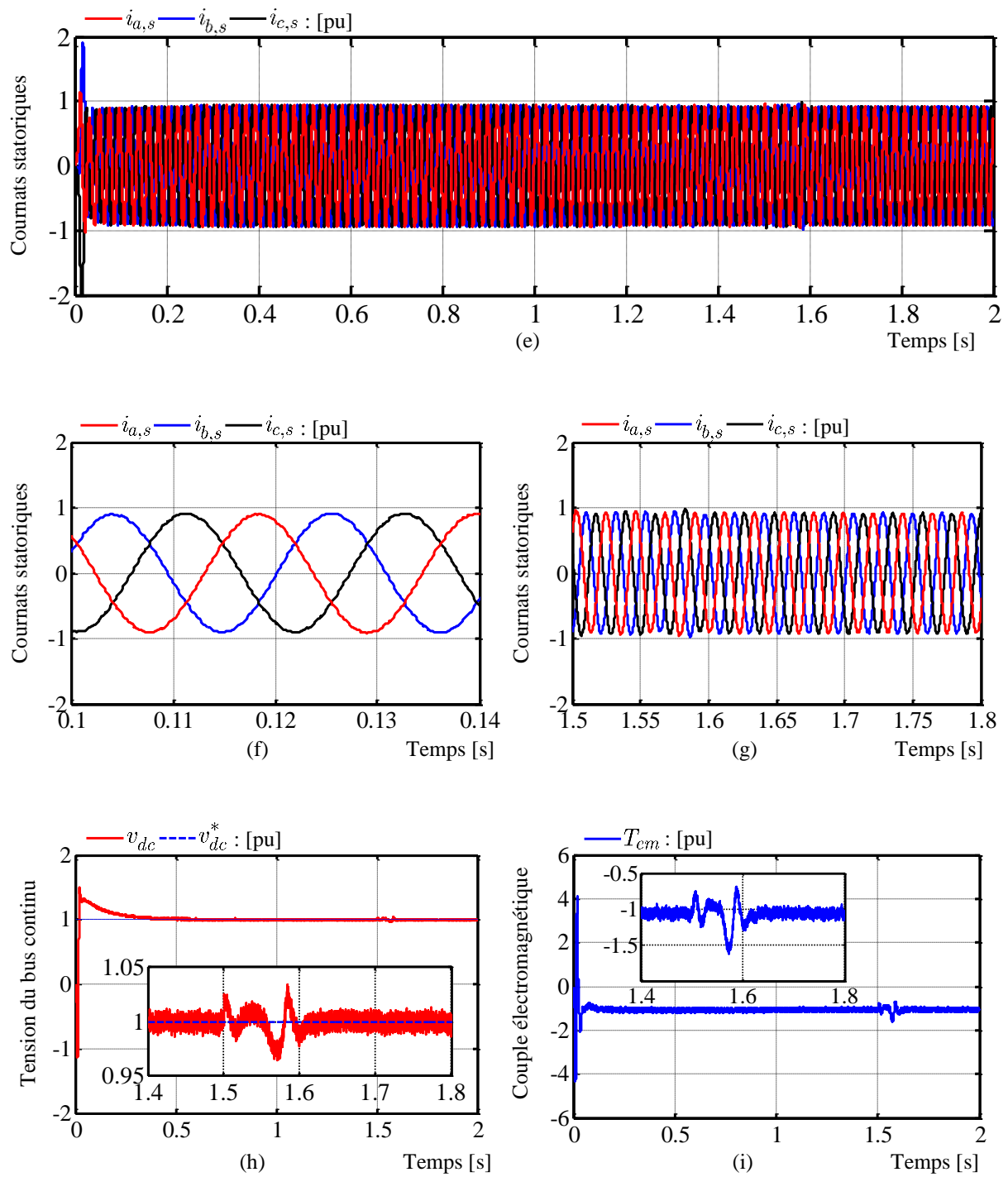
**Figure IV. 30:** Performances du CCR pour un creux de tension triphasé de 50%.

## IV.5.2. Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 60%

### IV.5.2.1. Résultats de simulation du contrôle côté machine

La Figure IV. 31 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande du côté génératrice lors d'un creux de tension du réseau électrique de 60%.





**Figure IV. 31:** Performances du CCM pour un creux de tension triphasé de 60%.

### IV.5.2.2. Résultats de simulation du contrôle côté réseau

La Figure IV. 32 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande du côté réseau lors d'un creux de tension du réseau électrique de 60%.

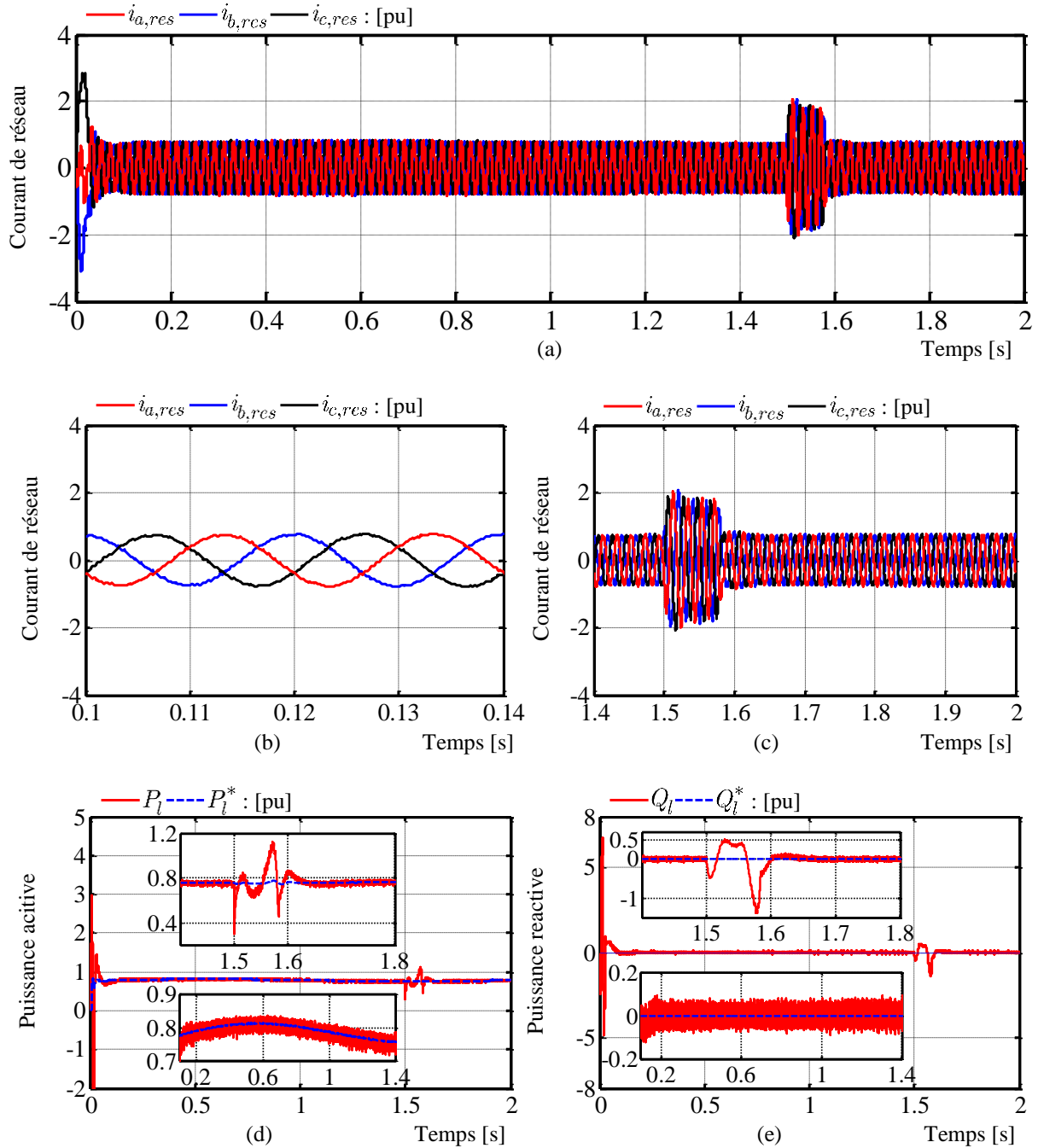
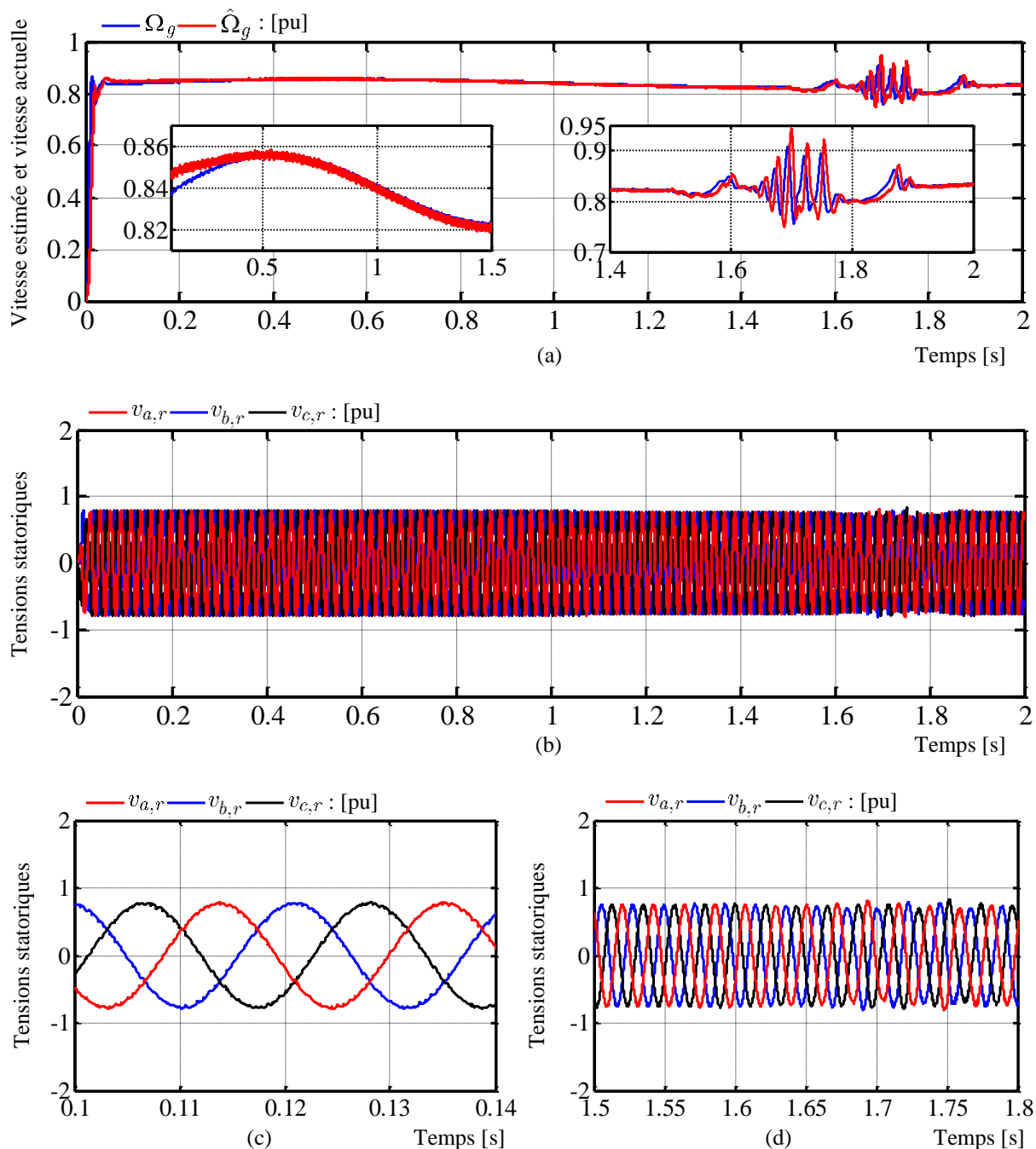


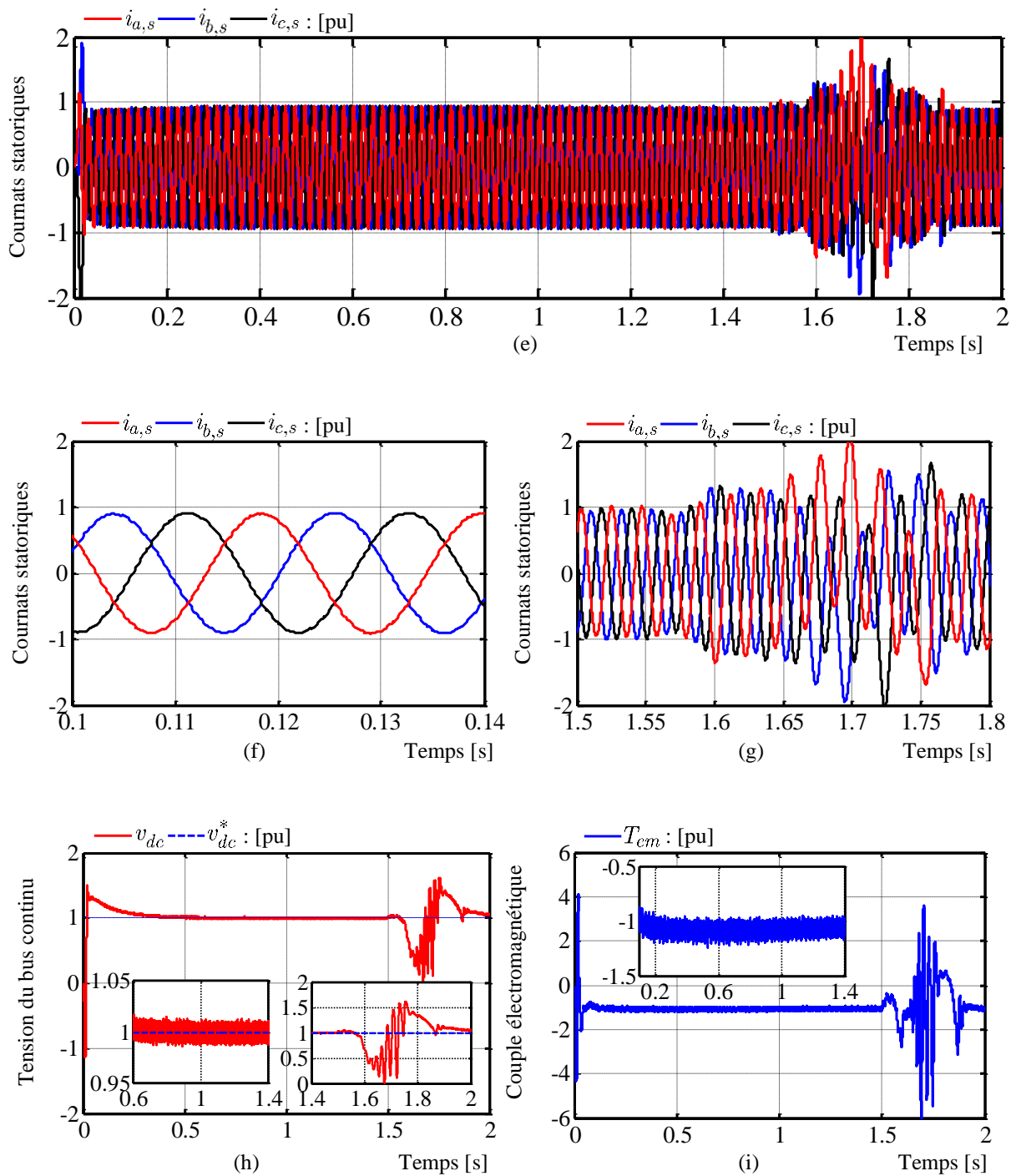
Figure IV. 32: Performances du CCR pour un creux de tension triphasé de 60%.

### IV.5.3. Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 70%

#### IV.5.3.1. Résultats de simulation du contrôle côté machine

La Figure IV. 33 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande de côté génératrice lors d'un creux de tension du réseau électrique de 70%.





**Figure IV. 33:** Performances du CCM pour un creux de tension triphasé de 70%.



### IV.5.3.2. Résultats de simulation du contrôle côté réseau

La Figure IV. 34 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande du côté réseau lors d'un creux de tension du réseau électrique de 70%.

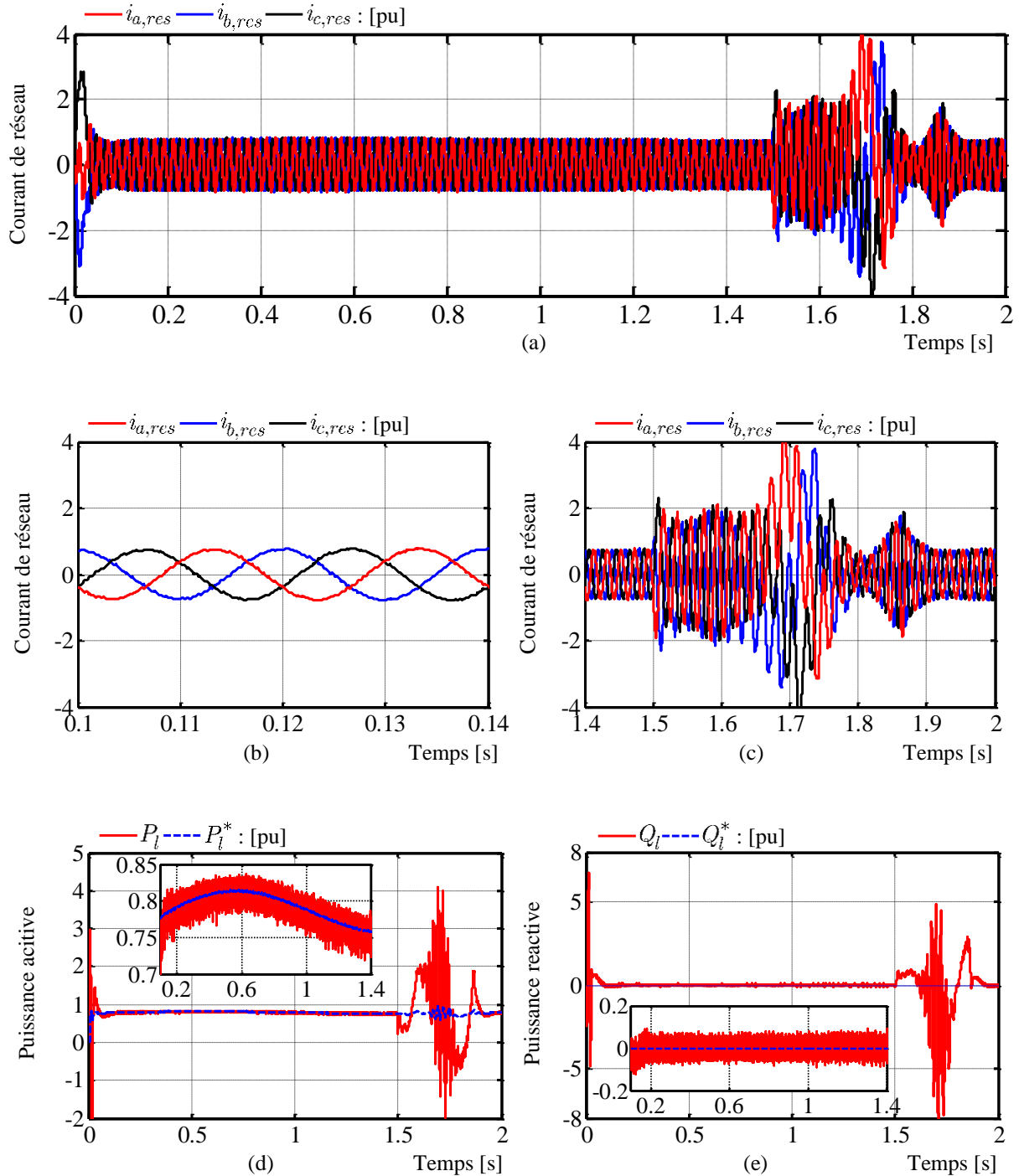


Figure IV. 34: Performances du CCR pour un creux de tension triphasé de 70%.

#### IV.5.4. Interprétations et comparaison

L'objectif principal du contrôle de convertisseur côté génératrice est de maintenir la tension de bus continu constante quel que soit les variations sur la vitesse du vent. Les Figures IV. 29(a), 31(a) et 33(a) montrent la convergence de la vitesse estimée par l'observateur de type MRAS et la vitesse réelle de l'arbre du générateur, qui sont proportionnelles à la courbe de la vitesse du vent. Les Figures IV. 29(b, e), 31(b, e) et 33(b, e) montrent que les courants et les tensions triphasées statiques de GSAP prennent leurs formes naturelles alternatives sinusoïdales. Le couple électromagnétique est représenté sur les Figure IV. 29(i), 31(i) et 33(i) avec une forme négative, ce qui signifie que la machine utilisée fonctionne comme génératrice. Les Figures IV. 29(h), 31(h) et 33(h) représentent le réglage de la tension de bus continu de convertisseur CCM. Cette tension est maintenue à sa valeur de référence 1 pu. On peut observer clairement à partir de ces Figures qu'à l'instant de chute de tension du réseau  $t=1.5s$  pour le défaut de creux de tension de 50% et 60%, il y a des fluctuations dans les grandeurs de simulation pour le côté génératrice. Bien qu'il y ait une énorme oscillation lors du défaut de creux de tension de 70%.

Dans le contrôle côté réseau, nous représentons les grandeurs de simulation des puissances active et réactive et les courants triphasés injectées dans le réseau. Ceci nous permet d'évaluer les performances fournies par le système de contrôle en cas de creux de tension du réseau électrique. La puissance réactive produite par le CCR est contrôlée à la valeur 0 pu. En effet, le facteur de puissance unitaire est garanti côté réseau, en maintenant la puissance réactive à zéro, c'est ce que nous observons sur les Figures IV. 30(e), 32(e) et 34(e). Les Figures IV. 30(d, e), 32(d, e) et 34(d, e) représentent les puissances actives et réactives injectées au réseau électrique, comme on peut le voir, la présence d'oscillations est remarquable lors de l'apparition du creux de tension. Dans les Figures IV. 30(a), 32(a) et 34(a), pendant le creux de tension de 50% et 60%, on peut noter que les courants de réseau triphasé sont fortement affectés par le défaut, et présentent une augmentation significative. Cela est à la régularité des puissances actives et réactives injectées dans le réseau. On remarque aussi des oscillations énormes sur le comportement dynamique de l'éolienne durant le défaut de creux de tension de 70% et après la disparition du défaut.

#### IV.6. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la commande des sous-systèmes principaux d'un système éolien à vitesse variable basé sur un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP). Tout d'abord, le convertisseur côté générateur a été contrôlé avec la réalisation de la régulation de la tension du bus continu. Ensuite, nous avons appliqué une technique de contrôle des puissances active et réactive échangées entre le système et le réseau électrique lors des défauts de réseau électrique, en fonction

de l'orientation du vecteur de tension (la commande vectorielle). De plus, le système global est simulé pour différents niveaux de défaut de creux de tension triphasé de réseau électrique.

Dans ce chapitre, nous avons montré que la régulation des grandeurs mécaniques et électriques du système éolien avec des correcteurs PI ne permet pas d'obtenir de très bonnes performances, notamment en cas de défaut de creux de tension de réseau considérable (grande amplitude, 70% comme l'exemple de notre cas). En effet, lors d'une chute importante de la tension de réseau, les correcteurs PI du CCM et du CCR se trouvent devant un écart important, ce qui provoque une forte action proportionnelle du correcteur qui se traduit par une instabilité remarquable de la chaîne de conversion éolienne. D'autre part, pour améliorer les performances de réglages tel que: la précision de poursuite, la précision de régulation (temps de montée, temps de réponse, dépassement et stabilité), et la robustesse vis-à-vis des perturbations (chute de tension symétrique/asymétrique), nous devons utiliser des commandes modernes qui s'adaptent mieux avec ces systèmes, et qui sont et robustes et insensibles aux variations paramétriques. Dans la littérature, nous trouvons une commande qui occupe une large place parmi les commandes robustes. C'est ce qu'on appelle « *La commande par backstepping* ». Elle sera notre sujet d'investigation dans les chapitres suivants.

## *Chapitre V :*

# Commande par backstepping d'un système éolien à vitesse variable basée sur une GSAP

V.1.	Introduction.....	132
V.2.	Application de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCM .....	133
V.2.1.	1 <sup>er</sup> étape : Boucle de régulation de la tension du bus continu .....	133
V.2.2.	2 <sup>eme</sup> étape : Boucle de régulation des courants.....	134
V.2.3.	Schéma bloc de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCM.	136
V.3.	Application de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCR.....	136
V.3.1.	1 <sup>er</sup> étape : Commande de la puissance active .....	137
V.3.2.	2 <sup>eme</sup> étape : Commande de la puissance réactive.....	138
V.3.3.	Schéma bloc de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCR...	139
V.4.	Résultats de simulation .....	140
V.4.1.	Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 50% .....	141
V.4.2.	Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 60% .....	144
V.4.3.	Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 70% .....	147
V.4.4.	Analyse spectrale des courants électriques .....	150
V.4.5.	Interprétations et comparaison .....	151
V.5.	Conclusion .....	152

## V.1.Introduction

De nombreux systèmes d'électrotechnique, notamment les systèmes de conversion d'énergie éolienne, présentent des non-linéarités et des erreurs paramétriques importantes avec des perturbations externes. Bien souvent, ces non-linéarités sont importantes et ne sont pas visibles sur une plage de fonctionnement de ces procédés [Ben-05], [Mes-06]. Dans ce cas, les méthodes linéaires conventionnelles deviennent impuissantes, incapable de rendre compte de certains phénomènes et donnent souvent des résultats moins performants [Ken-12]. Pour surmonter ce problème, la tendance des recherches actuelles se sont penchées vers le domaine des commandes non-linéaires modernes qui assurent plus de robustesse et des résultats meilleurs dans de larges domaines d'applications.

La technique de commande « backstepping » offre une solution systématique pour faire face à ce type de problème. Elle combine la notion de fonction du contrôle de Lyapunov avec une procédure récursive de conception. Cela permet de surmonter l'obstacle de la dimension des systèmes d'ordre plus élevé et d'exploiter la souplesse de conception de leurs contrôleurs [Lou-16].

L'idée de base de la commande par backstepping est d'assimiler le système complexe équivalent à des sous-systèmes d'ordre un, en cascade et stable au sens de Lyapunov. Ce qui confère, au système complexe, des qualités de robustesse et de stabilité globale asymptotique. En d'autres termes, c'est une méthode multi-étapes. A chaque étape du processus, une commande virtuelle est ainsi générée pour assurer la convergence du système global vers son état d'équilibre. Cela peut être atteint à partir des fonctions de Lyapunov qui assurent, pas à pas, la stabilisation de chaque étape de synthèse [Tra-08, Gue-12]. Un certain nombre d'études récentes traitant cette nouvelle approche sont apparus dans [Ham-12, Sal-19, Wan-18, Wai-19, Mar-15, Roy-16]. Des applications, à des procédés, ont été aussi présentées dans la littérature [Gue-11].

La structure classique du contrôleur de type « backstepping » est composée d'une action proportionnelle, à laquelle, est ajoutée une action dérivée sur les erreurs [Lou-16]. Une telle structure peut rendre le système sensible aux bruits de mesure. L'absence d'intégrateur peut entraîner l'apparition d'une erreur statique constante non nulle [Hor-18]. Une des solutions permettant d'améliorer la robustesse de la commande par backstepping et d'éliminer ces problèmes, est d'introduire une action intégrale dans le contrôleur généré par le backstepping qui est communément appelée « la commande par backstepping avec action intégrale, en anglais : Integral Back-Stepping Control IBSC ».

Dans cette partie, nous allons utiliser le backstepping pour la commande des convertisseurs coté machine et coté réseau (CCM et CCR). Nous commençons par diviser le système en sous-systèmes, puis nous déterminerons les commandes virtuelles qui deviennent consignes pour les étapes suivantes jusqu'à l'apparition des commandes réelles constituant les tensions nécessaires pour faire

converger les grandeurs du système (tension du bus continu, puissances active et réactive) vers leurs références.

## V.2. Application de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCM

Une des solutions permettant d'améliorer la robustesse de la commande par backstepping et pour être en mesure d'éliminer les erreurs résiduelles, en présence de perturbations à moyenne non nulle, est d'introduire une action intégrale dans le contrôleur conçu par le backstepping [Tan-00]. Cette introduction nécessite une modification de la procédure de conception [Bou-07], [Meh-11]. Nous allons utiliser l'application sur la commande de convertisseur coté machine pour introduire cette procédure.

Dans cette partie, nous nous intéresserons par l'application de la méthode du backstepping avec action intégrale au CCM. Nous établirons les expressions des grandeurs de commande en s'appuyant sur le modèle simplifié établi au chapitre précédent. Rappelons que ce modèle a été établi par application du principe d'orientation appelé communément « la méthode VOC ».

Utilisant le modèle du chapitre précédent pour déterminer la commande de la tension du bus continu. Ce modèle est représenté par la formulation ci-dessous [Sai-19.a] :

$$\begin{cases} C \frac{d}{dt} v_{dc} = i_{dc} - i_L \\ L_{eq} \frac{d}{dt} i_{ds} = -R_{eq} i_{ds} + \omega L_{eq} i_{qs} - v_{dr} \\ L_{eq} \frac{d}{dt} i_{qs} = -R_{eq} i_{qs} - \omega L_{eq} i_{ds} + \omega \phi_f - v_{qr} \end{cases} \quad (V. 1)$$

L'objectif fixé est de régler la tension du bus continu en choisissant comme sous-système les expressions ( $\dot{i}_{ds}$  et  $\dot{i}_{qs}$ ) comme variables intermédiaires des courants statoriques ( $i_{ds}$  et  $i_{qs}$ ). Ces variables ( $i_{ds}$  et  $i_{qs}$ ) sont considérées comme étant des commandes virtuelles telles que définies dans l'annexe B. A partir de ces variables ( $i_{ds}$  et  $i_{qs}$ ), on calcule ainsi les commandes en tension ( $v_{dr}^*$  et  $v_{qr}^*$ ) nécessaire pour assurer la commande du CCM, assurant ainsi la stabilité du système global.

### V.2.1. 1<sup>er</sup> étape : Boucle de régulation de la tension du bus continu

La tension du bus continu étant la principale grandeur de régulation. On définit sa trajectoire par la valeur de référence et l'erreur de régulation par :

$$Z_{v_{dc}} = v_{dc}^* - v_{dc} + k_{v_{dc}}^l \int_0^t (v_{dc}^* - v_{dc}) dt \quad (V. 2)$$

Où  $k'_{v_{dc}} \int_0^t (v_{dc}^* - v_{dc}) dt$  est une action intégrale ajoutée à l'erreur de tension du bus continu  $e_{v_{dc}}$  et  $k'_{v_{dc}}$  est une constante de conception positive.

La dynamique de  $Z_{v_{dc}}$  est donnée par :

$$\begin{aligned} \dot{Z}_{v_{dc}} &= \dot{v}_{dc}^* - \dot{v}_{dc} + k'_{v_{dc}} (v_{dc}^* - v_{dc}) \\ \dot{Z}_{v_{dc}} &= \dot{v}_{dc}^* - \frac{v_{qr}}{C v_{dc}} i_{qs} + \frac{i_L}{C} + k'_{v_{dc}} (v_{dc}^* - v_{dc}) \end{aligned} \quad (\text{V. 3})$$

On considère la fonction candidate de Lyapunov suivante :

$$V_1 = \frac{1}{2} Z_{v_{dc}}^2 \quad (\text{V. 4})$$

La dérivée de la fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_1 = Z_{v_{dc}} \dot{Z}_{v_{dc}} = -k_{v_{dc}} Z_{v_{dc}}^2 < 0 \quad (\text{V. 5})$$

Où  $k_{v_{dc}}$  est une constante strictement positive.

À partir des équations (V. 2) et (V. 3), on obtient la dérivée de l'expression de la fonction de Lyapunov:

$$-k_{v_{dc}} Z_{v_{dc}}^2 = Z_{v_{dc}} \left[ \dot{v}_{dc}^* - \frac{v_{qr}}{C v_{dc}} i_{qs} + \frac{i_L}{C} + k'_{v_{dc}} (v_{dc}^* - v_{dc}) \right] \quad (\text{V. 6})$$

L'équation (V. 6) peut être écrite comme suit :

$$-k_{v_{dc}} Z_{v_{dc}} = \dot{v}_{dc}^* - \frac{v_{qr}}{C v_{dc}} i_{qs} + \frac{i_L}{C} + k'_{v_{dc}} (v_{dc}^* - v_{dc}) \quad (\text{V. 7})$$

En se basant sur la conception backstepping, le courant  $i_{qs}$  est choisi comme élément de contrôle virtuel qui est connu dans la terminologie du backstepping comme une fonction stabilisatrice ; soit :

$$i_{qs}^* = \frac{C v_{dc}}{v_{qr}} \left[ \dot{v}_{dc}^* + k_{v_{dc}} Z_{v_{dc}} + \frac{i_L}{C} + k'_{v_{dc}} (v_{dc}^* - v_{dc}) \right] \quad (\text{V. 8})$$

### V.2.2. 2<sup>ème</sup> étape : Boucle de régulation des courants

La deuxième étape de cet algorithme consiste à calculer les tensions de commande  $v_{dr}^*$  et  $v_{qr}^*$  qui seront calculées en fonction des entrées virtuelles du système. Les courants statoriques  $i_{ds}$  et  $i_{qs}$ , qui sont choisis comme entrées virtuelles, auront comme erreurs:

$$\begin{cases} Z_{i_{ds}} = i_{ds}^* - i_{ds} + k'_{i_{ds}} \int_0^t (i_{ds}^* - i_{ds}) dt \\ Z_{i_{qs}} = i_{qs}^* - i_{qs} + k'_{i_{qs}} \int_0^t (i_{qs}^* - i_{qs}) dt \end{cases} \quad (\text{V. 9})$$

Où  $k'_{i_{ds}} \int_0^t (i_{ds}^* - i_{ds}) dt$  et  $k'_{i_{qs}} \int_0^t (i_{qs}^* - i_{qs}) dt$  sont des actions intégrales ajoutées à l'erreur des courants statoriques ( $e_{i_{ds}}$  et  $e_{i_{qs}}$ ), et  $k'_{i_{ds}}$  et  $k'_{i_{qs}}$  sont des constantes de conception positive.

Les dynamiques de  $Z_{i_{ds}}$  et  $Z_{i_{qs}}$  sont données par :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{ds}} = i_{ds}^* - \dot{i}_{ds} + k'_{i_{ds}} (i_{ds}^* - i_{ds}) \\ \dot{Z}_{i_{qs}} = i_{qs}^* - \dot{i}_{qs} + k'_{i_{qs}} (i_{qs}^* - i_{qs}) \end{cases} \quad (\text{V. 10})$$

A partir de l'équation (V. 1), la dérivée de l'erreur est la suivante :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{ds}} = \dot{i}_{ds}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{ds} - \omega i_{qs} + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr} + k'_{i_{ds}} (i_{ds}^* - i_{ds}) \\ \dot{Z}_{i_{qs}} = \dot{i}_{qs}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{qs} + \omega i_{ds} - \frac{1}{L_{eq}} \omega \phi_f + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr} + k'_{i_{qs}} (i_{qs}^* - i_{qs}) \end{cases} \quad (\text{V. 11})$$

On considère la fonction candidate de Lyapunov suivante :

$$V_2 = V_1 + \frac{1}{2} [Z_{i_{ds}}^2 + Z_{i_{qs}}^2] \quad (\text{V. 12})$$

Où  $k_{i_{ds}}$  et  $k_{i_{qs}}$  sont des constantes strictement positives.

La dérivée de la deuxième fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 + Z_{i_{ds}} \dot{Z}_{i_{ds}} + Z_{i_{qs}} \dot{Z}_{i_{qs}} = \dot{V}_1 - k_{i_{ds}} Z_{i_{ds}}^2 - k_{i_{qs}} Z_{i_{qs}}^2 < 0 \quad (\text{V. 13})$$

À partir des équations (V. 9) et (V. 10), on obtient la dérivée de l'expression de la deuxième fonction de Lyapunov:

$$\begin{aligned} -k_{i_{ds}} Z_{i_{ds}}^2 - k_{i_{qs}} Z_{i_{qs}}^2 &= Z_{i_{ds}} \left[ \dot{i}_{ds}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{ds} - \omega i_{qs} + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr} + k'_{i_{ds}} (i_{ds}^* - i_{ds}) \right] \\ &+ Z_{i_{qs}} \left[ \dot{i}_{qs}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{qs} + \omega i_{ds} - \frac{1}{L_{eq}} \omega \phi_f + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr} + k'_{i_{qs}} (i_{qs}^* - i_{qs}) \right] \end{aligned} \quad (\text{V. 14})$$

L'équation (V. 14) peut être écrite comme suit :

$$\begin{aligned} -k_{i_{ds}} Z_{i_{ds}} - k_{i_{qs}} Z_{i_{qs}} &= \dot{i}_{ds}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{ds} - \omega i_{qs} + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr} + k'_{i_{ds}} (i_{ds}^* - i_{ds}) + \dot{i}_{qs}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{qs} \\ &+ \omega i_{ds} - \frac{1}{L_{eq}} \omega \phi_f + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr} + k'_{i_{qs}} (i_{qs}^* - i_{qs}) \end{aligned} \quad (\text{V. 15})$$

Finalement, on obtient les expressions de la commande stabilisante backstepping avec action intégrale comme suit:

$$\begin{cases} v_{dr}^* = -L_{eq} \dot{i}_{ds}^* - R_{eq} i_{ds} + \omega L_{eq} i_{qs} - L_{eq} k_{i_{ds}} Z_{i_{ds}} - L_{eq} k'_{i_{ds}} (i_{ds}^* - i_{ds}) \\ v_{qr}^* = -L_{eq} \dot{i}_{qs}^* - R_{eq} i_{qs} - \omega L_{eq} i_{ds} + \omega \phi_f - L_{eq} k_{i_{qs}} Z_{i_{qs}} - L_{eq} k'_{i_{qs}} (i_{qs}^* - i_{qs}) \end{cases} \quad (\text{V. 16})$$

Dans cette partie, nous avons définie, à partir de la commande par backstepping avec action intégral, les variables de références  $v_{dr}^*$  et  $v_{qr}^*$  nécessaires à la commande du CCM, tout en assurant



une stabilité des sous-systèmes en cascade afin d'assurer une stabilité asymptotique du système global.

### V.2.3. Schéma bloc de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCM

Le schéma bloc de la commande du CCM par la méthode « backstepping avec action intégrale (IBSC) » est représenté sur la Figure V.1. Cette approche est divisée en deux grandes étapes. La première étape est consacrée à la synthèse de la boucle de la tension du bus continu qui va permettre la régulation de cette variable de sortie à leur valeur désirée. Ensuite, la deuxième étape est dédiée à la synthèse des boucles de courants.

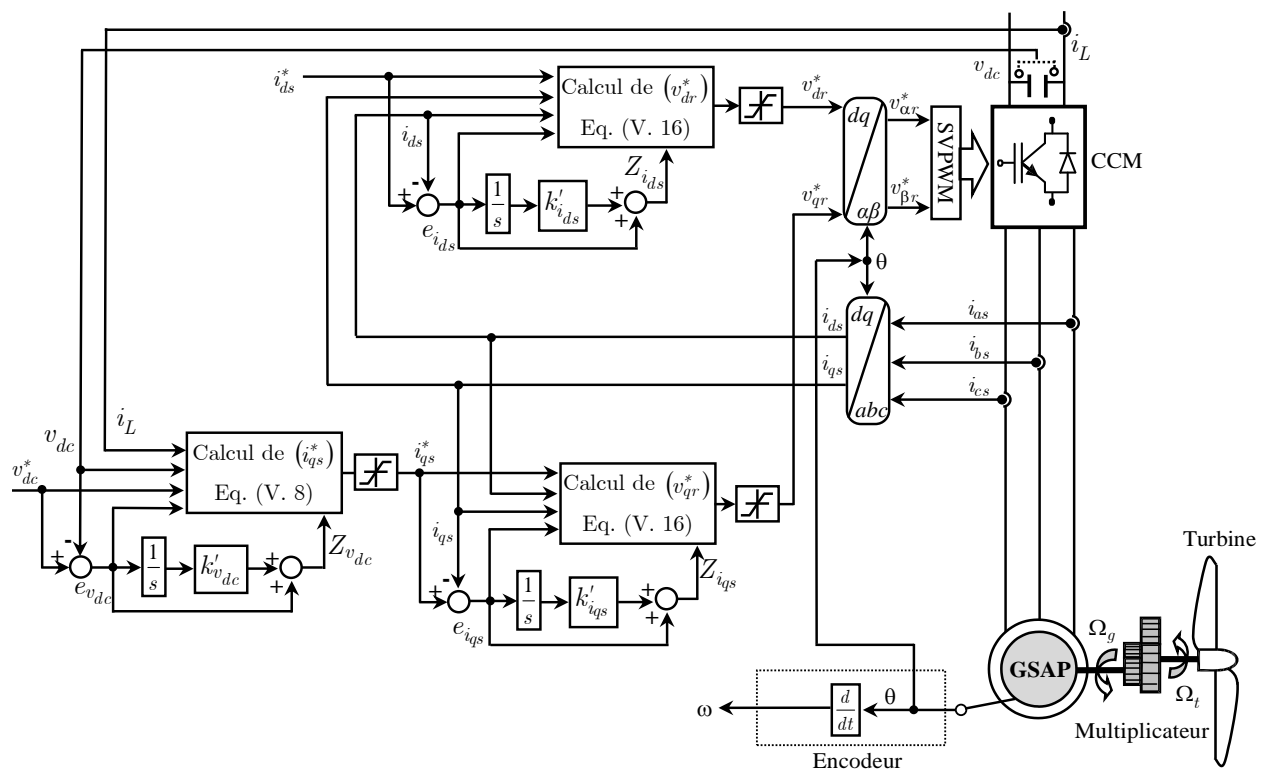


Figure V. 1: Schéma bloc de la commande du CCM par la méthode IBSC.

### V.3. Application de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCR

Une pratique courante dans le traitement des problèmes de l'écoulement de la puissance active et réactive est d'utiliser une approche de linéarisation [Tan-04, Chi-06]. Ces méthodes de contrôle sont, en matière de rendement, plus faible avec une fiabilité variante [Mir-07]. Par conséquent, il est nécessaire d'opter des commandes non-linéaires et robustes qui tiennent compte ce type de problèmes de contrôle. Bien que de nombreuses techniques modernes peuvent être utilisées à cette fin, le Backstepping avec action intégrale (IBSC) s'est avéré être particulièrement appropriée pour des

systèmes non linéaires, présentant des caractéristiques robustes par rapport aux incertitudes des paramètres de système et les perturbations extérieures [Err-15, Mah-16, Azi-19].

Dans cette partie, nous nous intéresserons à l'application de la méthode du backstepping avec action intégrale au CCR. Nous établirons les expressions des grandeurs de commande en s'appuyant sur le modèle simplifié établi au chapitre précédent. Rappelons que ce modèle a été établi par application du principe d'orientation selon le vecteur « tension de réseau électrique ».

Pour déterminer la commande des puissances active et réactive injectées au réseau électrique, nous utilisons le modèle simplifié (IV.36) du chapitre précédent. Les expressions des puissances active et réactive sont représentées par les équations ci-dessous :

$$\begin{cases} P_l = \frac{3}{2} V_{res} i_{dl} \\ Q_l = -\frac{3}{2} V_{res} i_{ql} \end{cases} \quad (V. 17)$$

Le modèle des courants est représenté par :

$$\begin{cases} L_l \frac{d}{dt} i_{dl} = v_{d,ond} - R_l i_{dl} + \omega_{res} L_l i_{ql} - v_{d,res} \\ L_l \frac{d}{dt} i_{ql} = v_{q,ond} - R_l i_{ql} - \omega_{res} L_l i_{dl} - v_{q,res} \end{cases} \quad (V. 18)$$

L'objectif fixé est de régler les puissances active et réactive en choisissant comme sous-système les expressions (  $\dot{i}_{dl}$  et  $\dot{i}_{ql}$  ) comme variables intermédiaires des courants de ligne (  $i_{dl}$  et  $i_{ql}$  ). Ces variables (  $i_{dl}$  et  $i_{ql}$  ) sont considérées comme étant des commandes virtuelles telles que définies dans l'annexe B. À partir de ces variables (  $i_{dl}$  et  $i_{ql}$  ), on calcule ainsi les commandes en tension (  $v_{d,ond}^*$  et  $v_{q,ond}^*$  ) nécessaire pour assurer la commande du CCR, assurant ainsi la stabilité du système global.

### V.3.1. 1<sup>er</sup> étape : Commande de la puissance active

Afin de concevoir une loi de commande de type backstepping avec action intégrale permettant d'assurer le contrôle en puissance active pour la CCR, on définit l'erreur de poursuite en courant direct de ligne comme suit :

$$Z_{i_{dl}} = i_{dl}^* - i_{dl} + k'_{i_{dl}} \int_0^t (i_{dl}^* - i_{dl}) dt \quad (V. 19)$$

Où  $k'_{i_{dl}} \int_0^t (i_{dl}^* - i_{dl}) dt$  est une action intégrale ajoutée à l'erreur de courant direct de ligne  $e_{i_{dl}}$  et  $k'_{i_{dl}}$  est une constante de conception positive.

La dynamique de  $Z_{i_{dl}}$  est donnée par :

$$\begin{aligned}\dot{Z}_{i_{dl}} &= \dot{i}_{dl}^* - \dot{i}_{dl} + k'_{i_{dl}} (i_{dl}^* - i_{dl}) \\ \dot{Z}_{i_{dl}} &= \dot{i}_{dl}^* - \frac{1}{L_l} v_{d,ond} + \frac{R_l}{L_l} i_{dl} - \omega_{res} i_{ql} + \frac{1}{L_l} v_{d,res} + k'_{i_{dl}} (i_{dl}^* - i_{dl})\end{aligned}\quad (V. 20)$$

On considère la fonction candidate de Lyapunov suivante :

$$V_3 = \frac{1}{2} Z_{i_{dl}}^2 \quad (V. 21)$$

Où  $k_{i_{dl}}$  est une constante strictement positive.

La dérivée de la fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_3 = Z_{i_{dl}} \dot{Z}_{i_{dl}} = -k_{i_{dl}} Z_{i_{dl}}^2 < 0 \quad (V. 22)$$

À partir des équations (V. 19) et (V. 20), on obtient la dérivée de l'expression de la fonction de Lyapunov:

$$-k_{i_{dl}} Z_{i_{dl}}^2 = Z_{i_{dl}} \left[ \dot{i}_{dl}^* - \frac{1}{L_l} v_{d,ond} + \frac{R_l}{L_l} i_{dl} - \omega_{res} i_{ql} + \frac{1}{L_l} v_{d,res} + k'_{i_{dl}} (i_{dl}^* - i_{dl}) \right] \quad (V. 23)$$

L'équation (V. 23) peut être écrite comme suit :

$$-k_{v_{dc}} Z_{v_{dc}} = \dot{i}_{dl}^* - \frac{1}{L_l} v_{d,ond} + \frac{R_l}{L_l} i_{dl} - \omega_{res} i_{ql} + \frac{1}{L_l} v_{d,res} + k'_{i_{dl}} (i_{dl}^* - i_{dl}) \quad (V. 24)$$

Basé sur la conception backstepping, le courant  $i_{dl}$  est choisi comme élément de contrôle virtuel qui est connu dans la terminologie du backstepping comme une fonction stabilisatrice:

$$v_{d,ond}^* = L_l \dot{i}_{dl}^* + R_l i_{dl} - \omega_{res} L_l i_{ql} + v_{d,res} + L_l k'_{i_{dl}} Z_{i_{dl}} + L_l k'_{i_{dl}} (i_{dl}^* - i_{dl}) \quad (V. 25)$$

### V.3.2. 2<sup>eme</sup> étape : Commande de la puissance réactive

De la même manière que la puissance active, on définit l'erreur de poursuite en courant en quadrature de ligne comme suit :

$$Z_{i_{ql}} = i_{ql}^* - i_{ql} + k'_{i_{ql}} \int_0^t (i_{ql}^* - i_{ql}) dt \quad (V. 26)$$

Où  $k'_{i_{ql}} \int_0^t (i_{ql}^* - i_{ql}) dt$  est une action intégrale ajoutée à l'erreur de courant en quadrature de ligne  $e_{i_{ql}}$  et  $k'_{i_{ql}}$  est une constante de conception positive.

La dynamique de  $Z_{i_{ql}}$  est donnée par :

$$\begin{aligned}\dot{Z}_{i_{ql}} &= \dot{i}_{ql}^* - \dot{i}_{ql} + k'_{i_{ql}} (i_{ql}^* - i_{ql}) \\ \dot{Z}_{i_{ql}} &= \dot{i}_{ql}^* - \frac{1}{L_l} v_{q,ond} + \frac{R_l}{L_l} i_{ql} + \omega_{res} i_{dl} + \frac{1}{L_l} v_{q,res} + k'_{i_{ql}} (i_{ql}^* - i_{ql})\end{aligned}\quad (V. 27)$$

On considère la fonction candidate de Lyapunov suivante :

$$V_4 = V_3 + \frac{1}{2} Z_{i_{ql}}^2 \quad (\text{V. 28})$$

Où  $k_{i_{ql}}$  est une constante strictement positive.

La dérivée de la fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_{i_{ql}} = Z_{i_{ql}} \dot{Z}_{i_{ql}} = -k_{i_{ql}} Z_{i_{ql}}^2 < 0 \quad (\text{V. 29})$$

À partir des équations (V. 27) et (V. 28), on obtient la dérivée de l'expression de la fonction de Lyapunov:

$$-k_{i_{ql}} Z_{i_{ql}}^2 = Z_{i_{ql}} \left[ i_{ql}^* - \frac{1}{L_l} v_{q,ond} + \frac{R_l}{L_l} i_{ql} + \omega_{res} i_{dl} + \frac{1}{L_l} v_{q,res} + k'_{i_{ql}} (i_{ql}^* - i_{ql}) \right] \quad (\text{V. 30})$$

L'équation (V. 30) peut être écrite comme suit :

$$-k_{i_{ql}} Z_{i_{ql}} = i_{ql}^* - \frac{1}{L_l} v_{q,ond} + \frac{R_l}{L_l} i_{ql} + \omega_{res} i_{dl} + \frac{1}{L_l} v_{q,res} + k'_{i_{ql}} (i_{ql}^* - i_{ql}) \quad (\text{V. 31})$$

En se basant sur la conception backstepping, le courant  $i_{ql}$  est choisi comme élément de contrôle virtuel:

$$v_{q,ond}^* = L_l \dot{i}_{ql}^* + R_l i_{ql} + \omega_{res} L_l i_{dl} + v_{q,res} + L_l k_{i_{ql}} Z_{i_{ql}} + L_l k'_{i_{ql}} (i_{ql}^* - i_{ql}) \quad (\text{V. 32})$$

Dans cette partie, nous avons défini à partir de la commande par backstepping avec action intégrale, les variables de références  $v_{d,ond}^*$  et  $v_{q,ond}^*$  nécessaires à la commande du CCR, tout en exigeant une stabilité des sous-systèmes en cascade afin d'assurer une stabilité asymptotique du système global.

### V.3.3. Schéma bloc de la commande par backstepping avec action intégrale pour le CCR

Le schéma bloc de la commande du CCR par la méthode backstepping avec action intégrale est représenté sur la Figure V.2. Cette technique est divisée en deux étapes. La première étape est consacrée à la synthèse de la boucle de régulation de la puissance active. Ensuite, la deuxième étape est dédiée à la synthèse de la boucle de régulation de la puissance réactive.

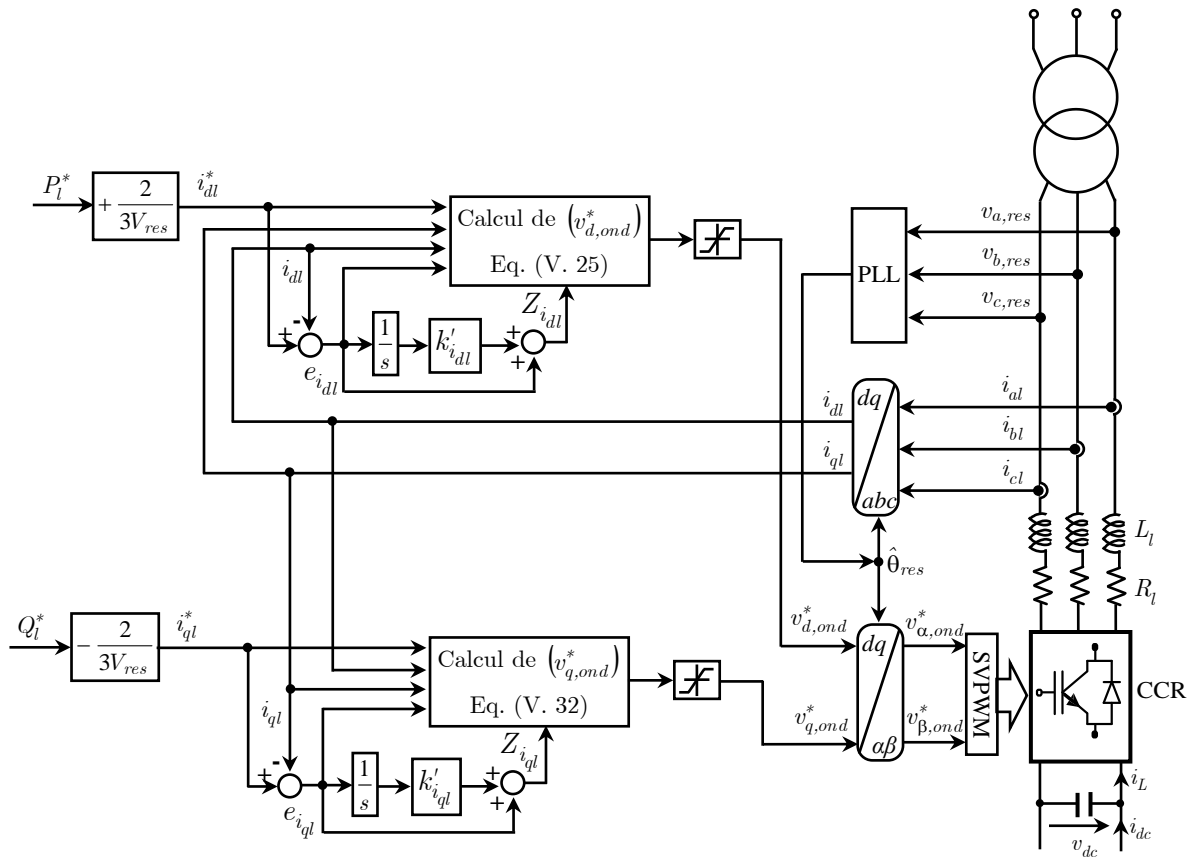


Figure V. 2: Schéma bloc de la commande du CCR par la méthode IBSC.

#### V.4. Résultats de simulation

Nous avons procédé à une série de simulation sous l'environnement MATLAB/Simulink afin d'étudier les performances du système éolien à vitesse variable basé sur une GSAP commandée par la méthode backstepping avec action intégrale dans l'objectif du contrôle des convertisseurs CCM et CCR. Le cahier de charge de différentes simulations obtenues est similaire à celui des simulations réalisées dans le chapitre précédent [choix des profils et les défauts de creux de tension sont identiques]. Les paramètres du système, sont les même, et sont cités dans l'annexe E.

Pour obtenir de bons résultats, on doit choisir des valeurs appropriées pour les gains du réglage par backstepping avec l'action intégrale, afin d'assurer la convergence des différentes grandeurs en même temps. Pour notre simulation, nous avons choisi:

**Tableau V. 1 :** Paramètres du réglage par IBSC de la commande du CCM et du CCR.

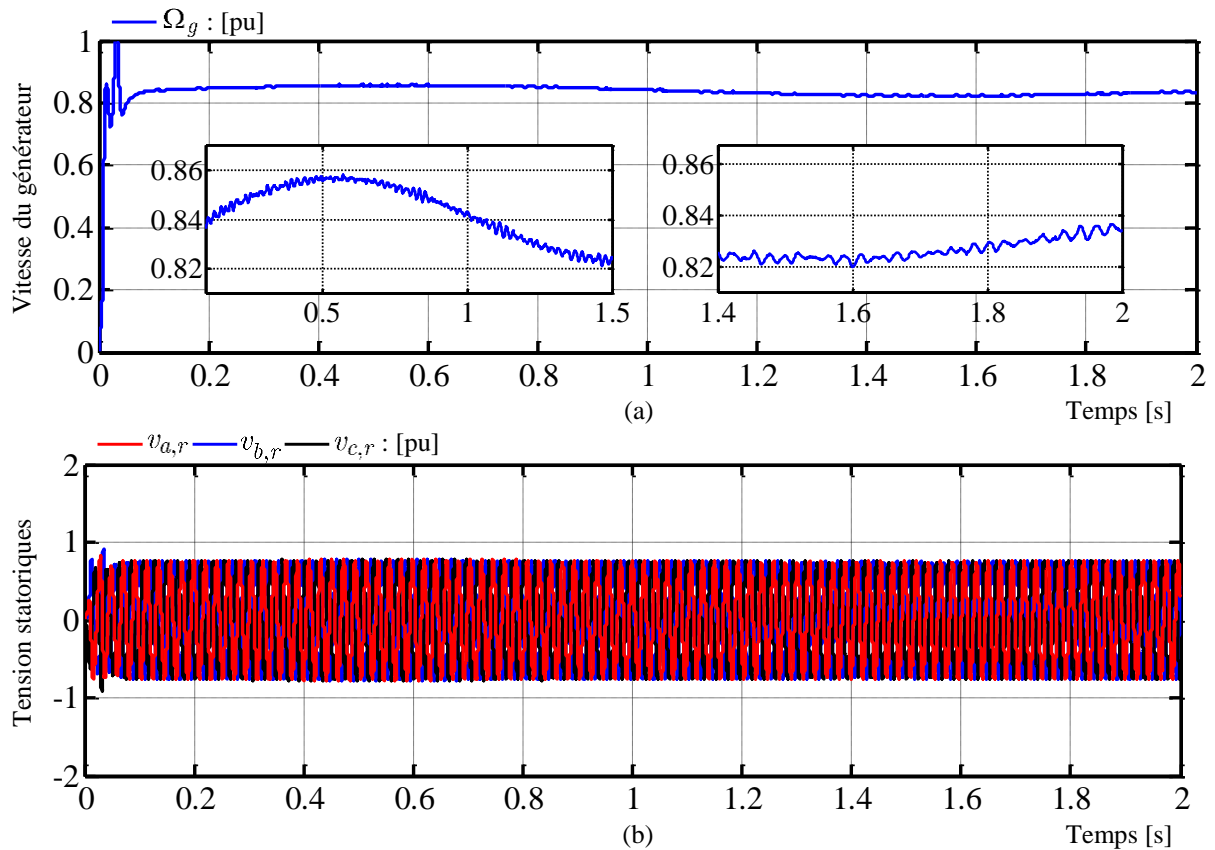
Boucle de régulation	Paramètres du réglage par IBSC			
	Commande du CCM			
Courants ( $i_{ds}, i_{qs}$ )	$k_{i_{ds}}$	$k'_{i_{ds}}$	$k_{i_{qs}}$	$k'_{i_{qs}}$
	1000	2	1000	2
Tension ( $v_{dc}$ )	$k_{v_{dc}}$	$k'_{v_{dc}}$		
	50	5000		
	Commande du CCR			
Courants ( $i_{dl}, i_{ql}$ )	$k_{i_{ds}}$	$k'_{i_{ds}}$	$k_{i_{qs}}$	$k'_{i_{qs}}$
	1000	2	1000	2

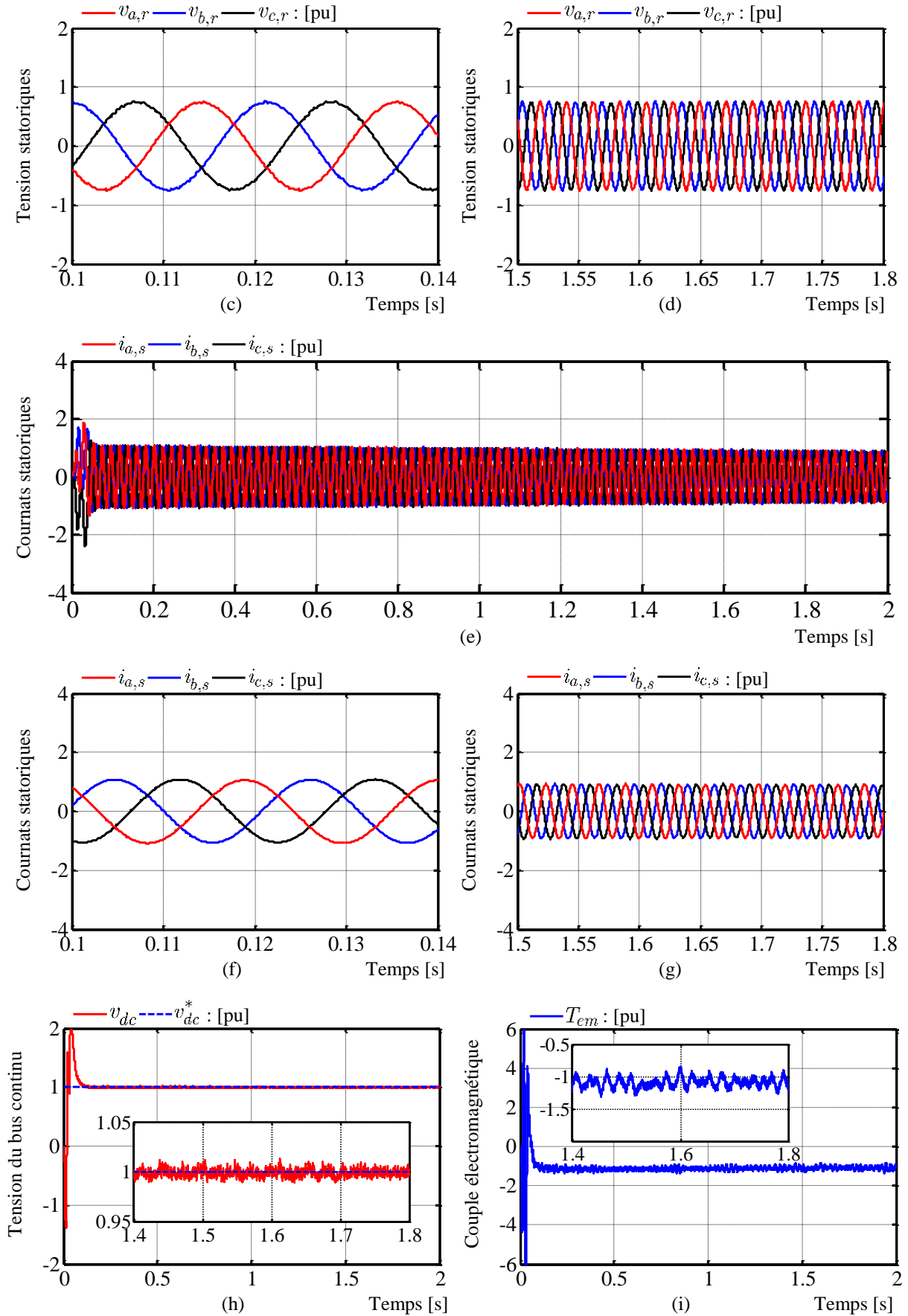
Les résultats obtenus par application de la commande « backstepping avec action intégrale », pour le système éolien à vitesse variable basé sur une GSAP, sont représentés par les figures ci-dessous.

#### V.4.1. Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 50%

##### V.4.1.1. Résultats de simulation du contrôle côté GSAP

La Figure V. 3 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande par IBSC de côté génératrice lors d'un creux de tension du réseau électrique de 50%.

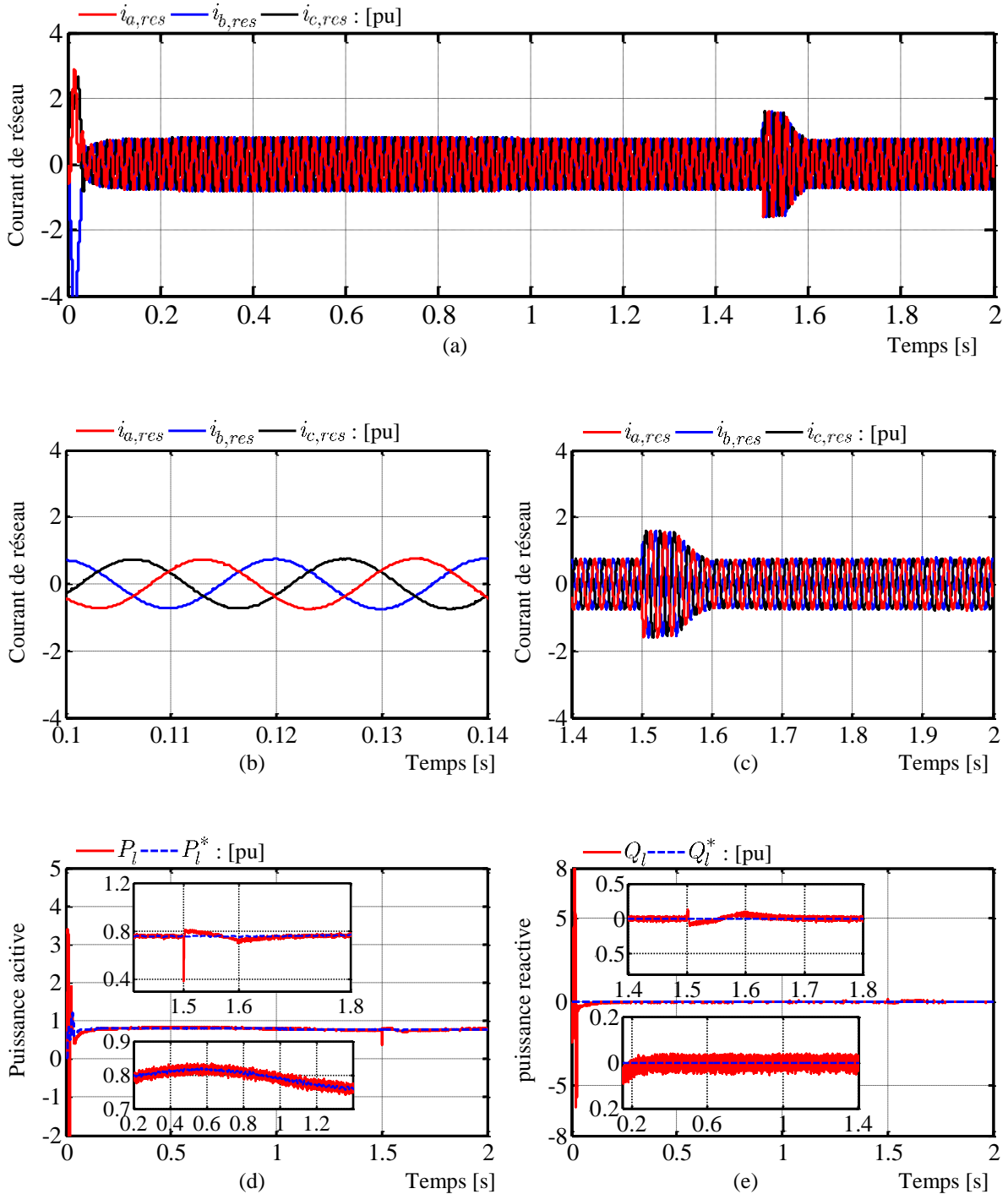




**Figure V. 3:** Performances du CCM par IBSC pour un creux de tension triphasé de 50%.

### V.4.1.2. Résultats de simulation du contrôle côté réseau

La Figure V. 4 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande par IBSC de côté réseau lors d'un creux de tension du réseau électrique de 50%.



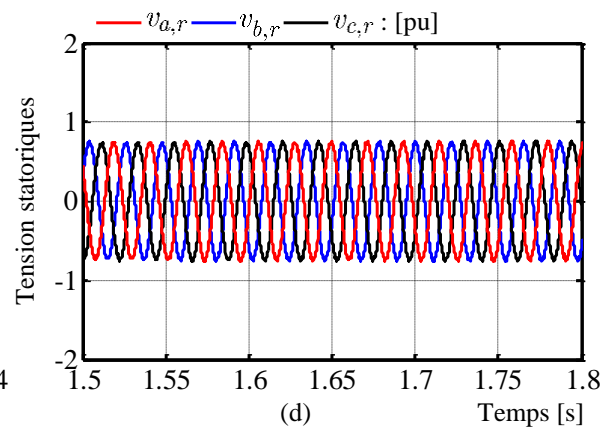
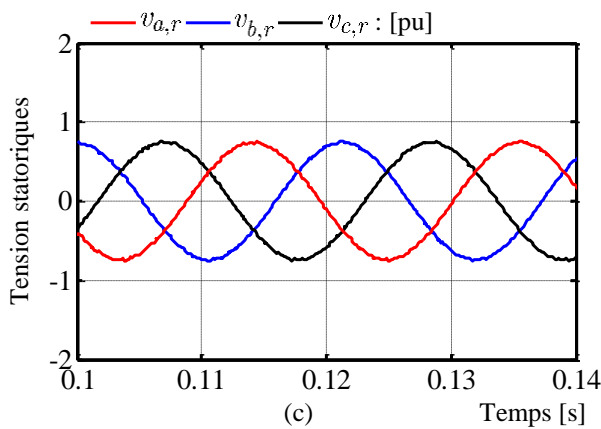
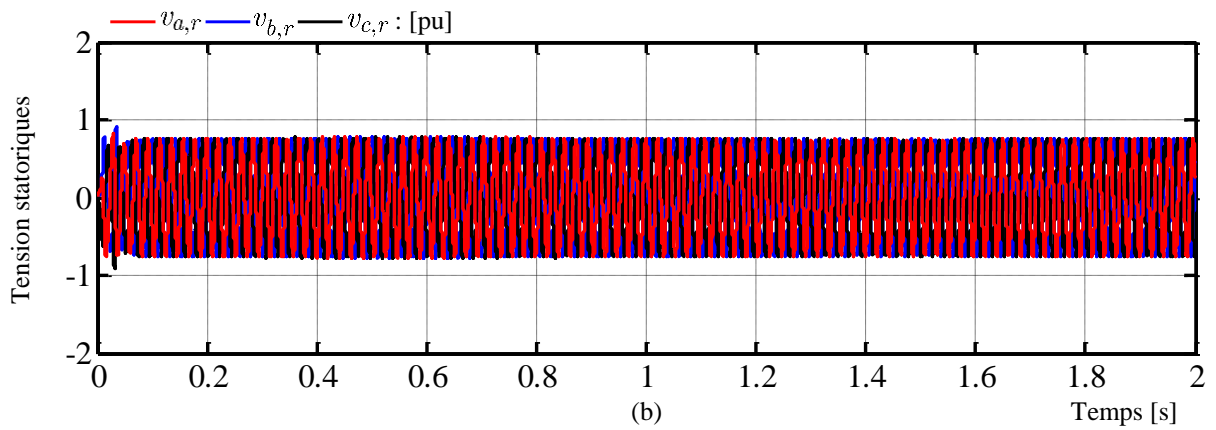
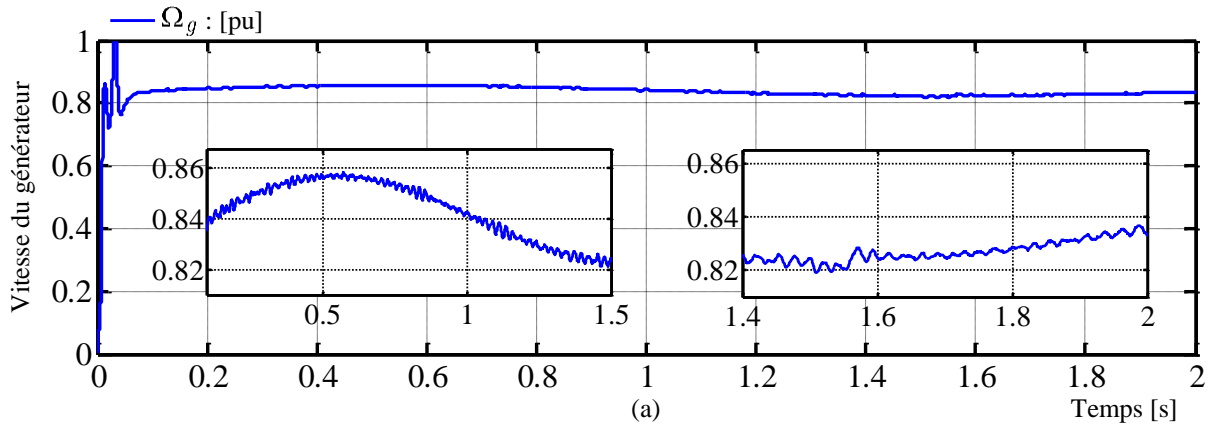
**Figure V. 4:** Performances du CCR par IBSC pour un creux de tension triphasé de 50%.



### V.4.2. Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 60%

#### V.4.2.1. Résultats de simulation du contrôle côté GSAP

La Figure V. 5 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande par IBSC de côté génératrice lors d'un creux de tension du réseau électrique de 60%.



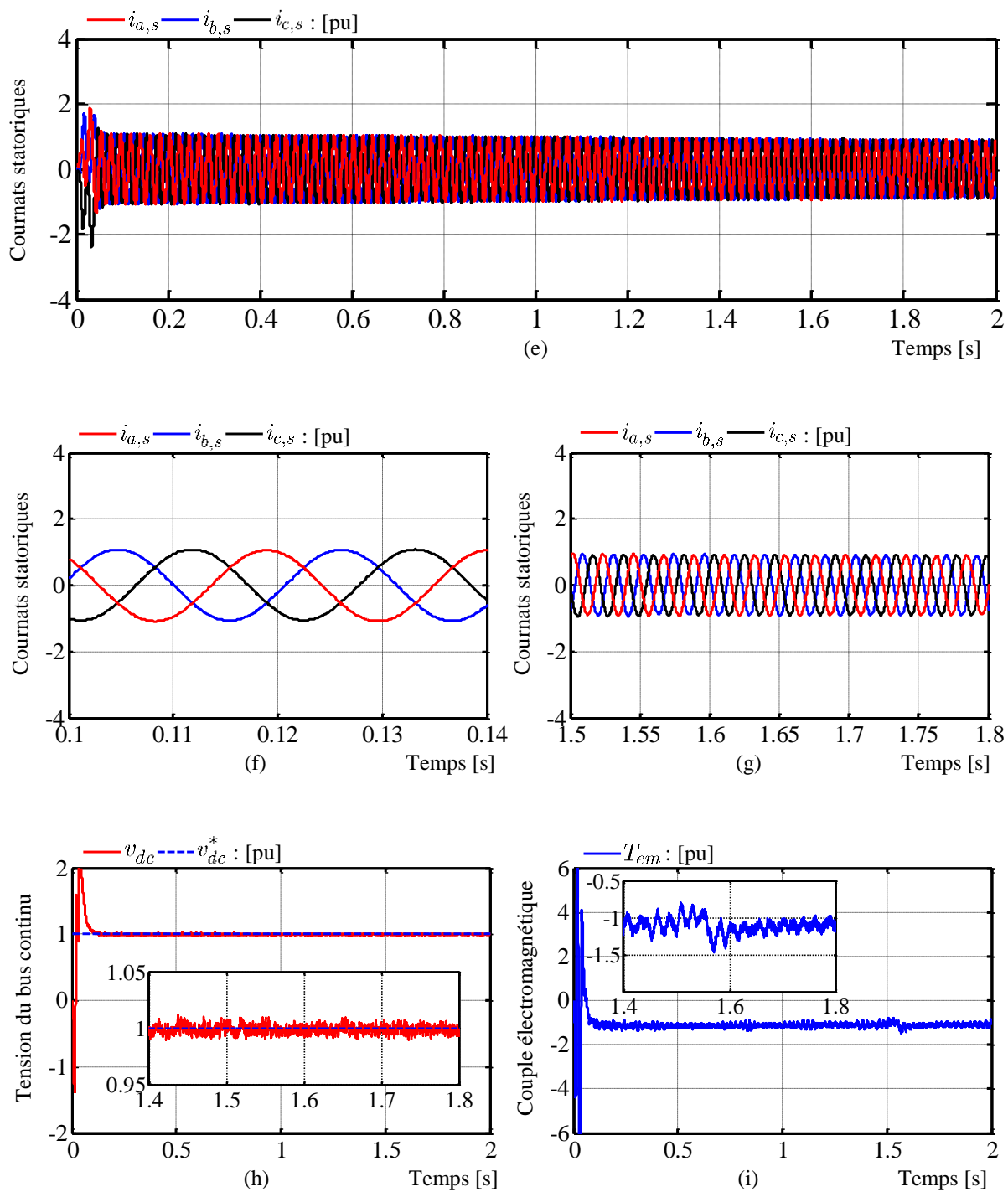
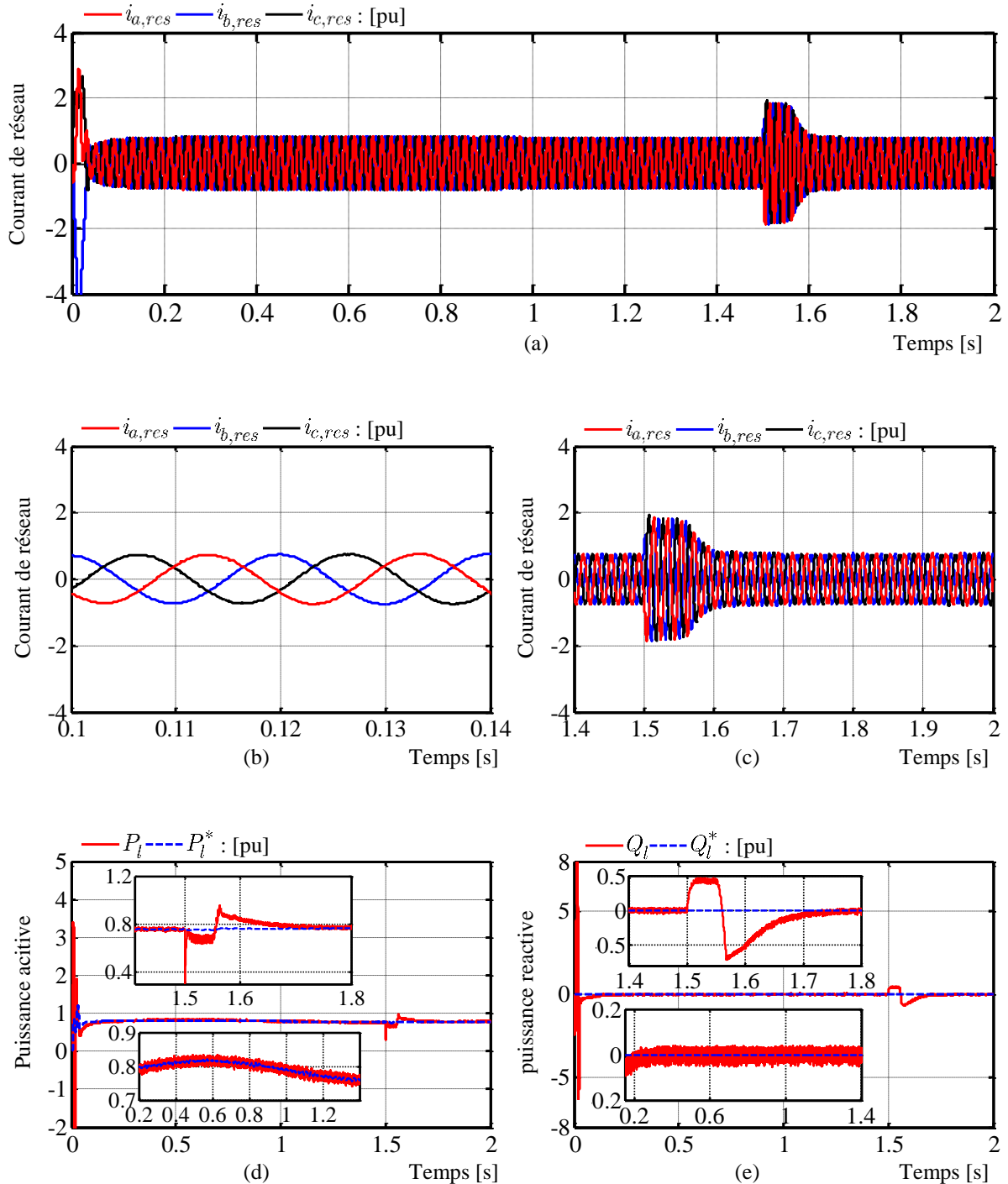


Figure V. 5: Performances du CCM par IBSC pour un creux de tension triphasé de 60%.

### V.4.2.1. Résultats de simulation du contrôle côté réseau

La Figure V. 6 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande par IBSC de côté réseau lors d'un creux de tension du réseau électrique de 60%.

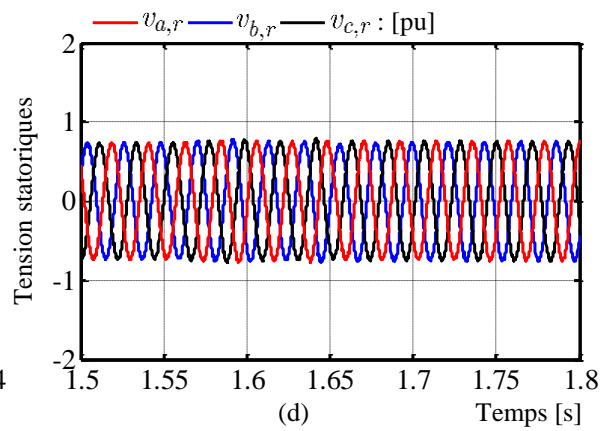
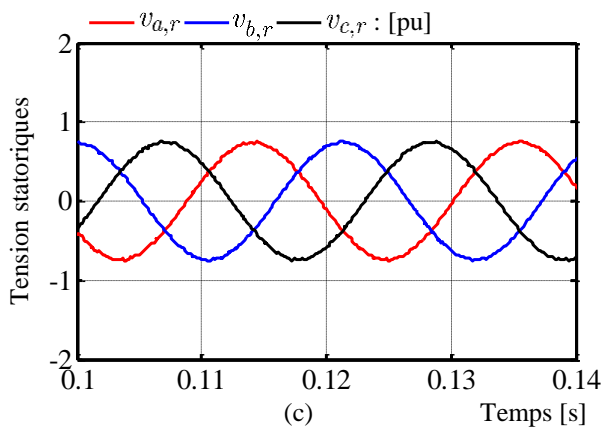
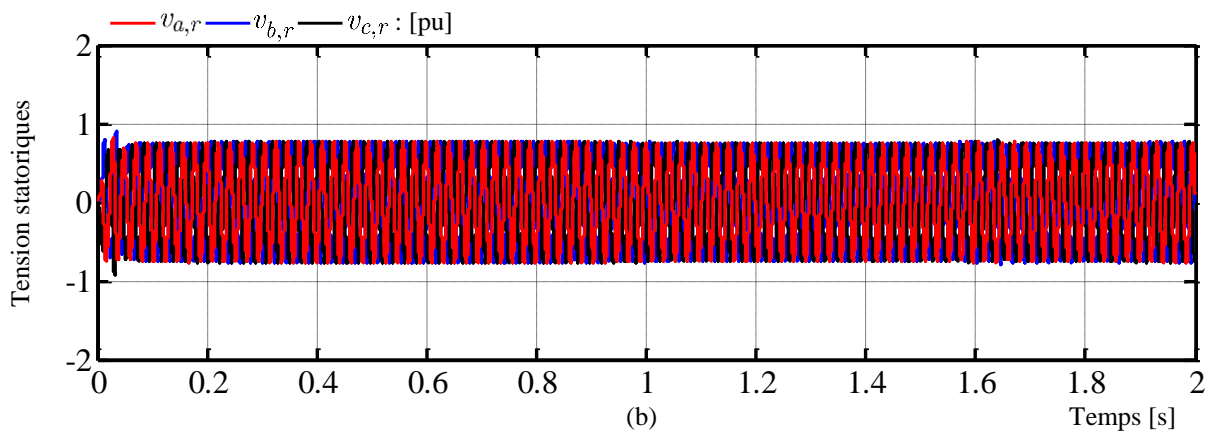
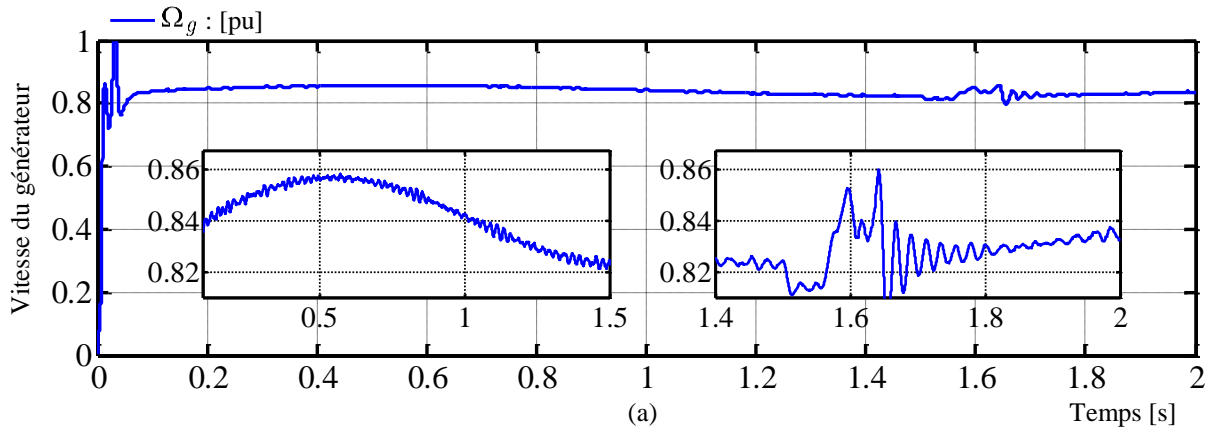


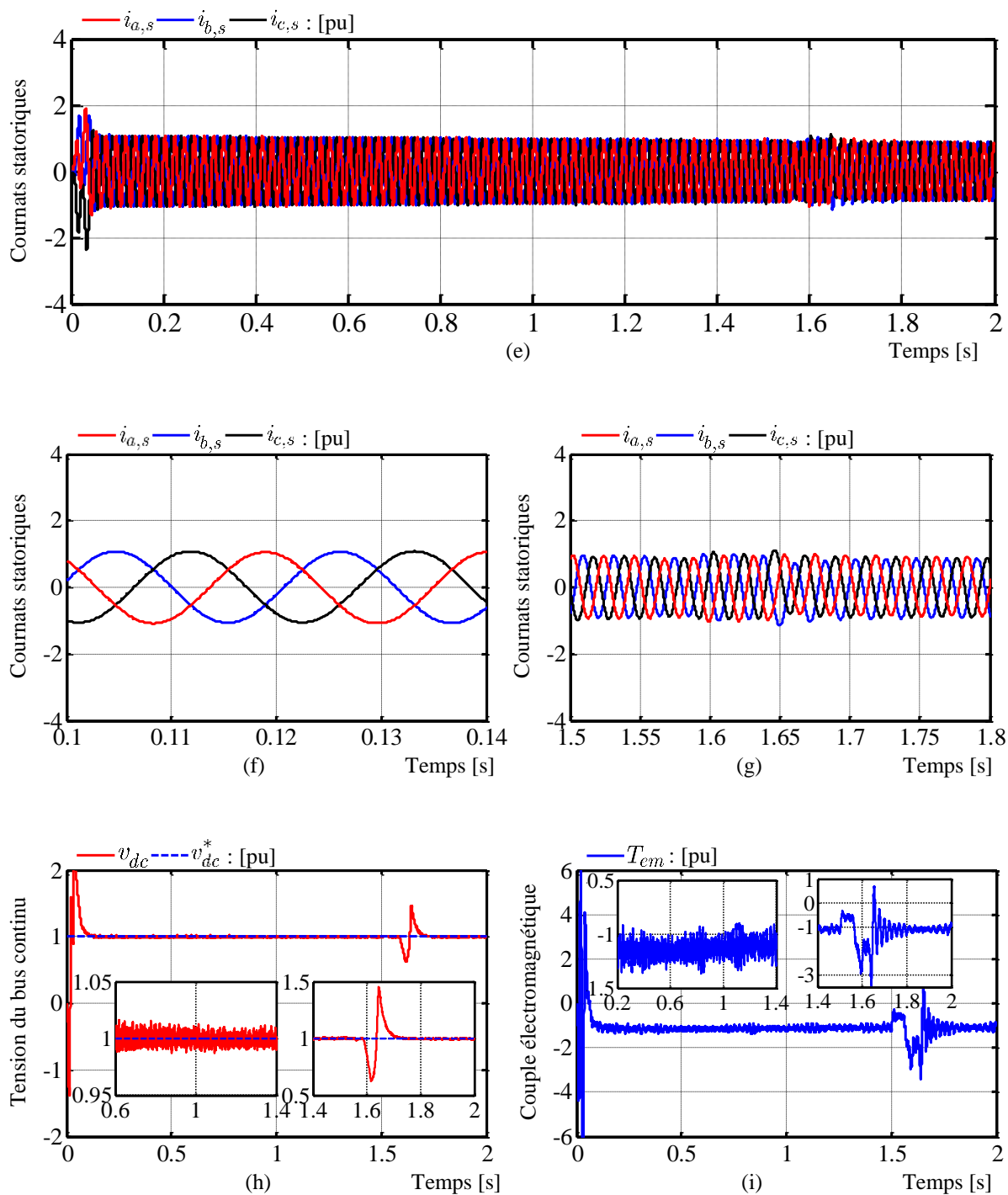
**Figure V. 6:** Performances du CCR par IBSC pour un creux de tension triphasé de 60%.

### V.4.3. Résultats obtenus avec un défaut de creux de tension de 70%

#### V.4.3.1. Résultats de simulation du contrôle côté GSAP

La Figure V. 7 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande par IBSC de côté génératrice lors d'un creux de tension du réseau électrique de 70%.

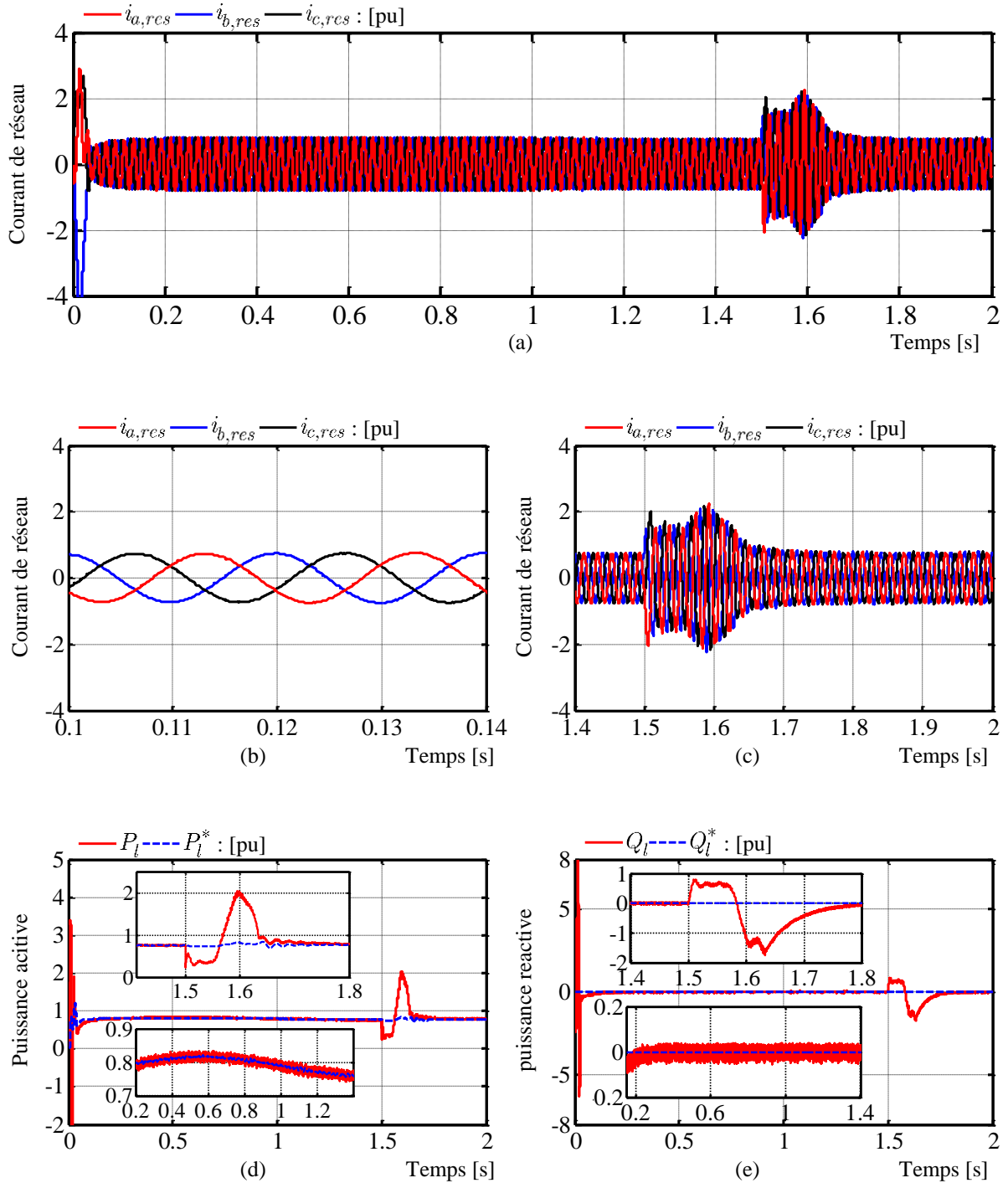




**Figure V. 7:** Performances du CCM par IBSC pour un creux de tension triphasé de 70%.

### V.4.3.2. Résultats de simulation du contrôle côté réseau

La Figure V. 8 illustre le comportement dynamique des grandeurs de simulation pour la commande par IBSC de côté réseau lors d'un creux de tension du réseau électrique de 70%.

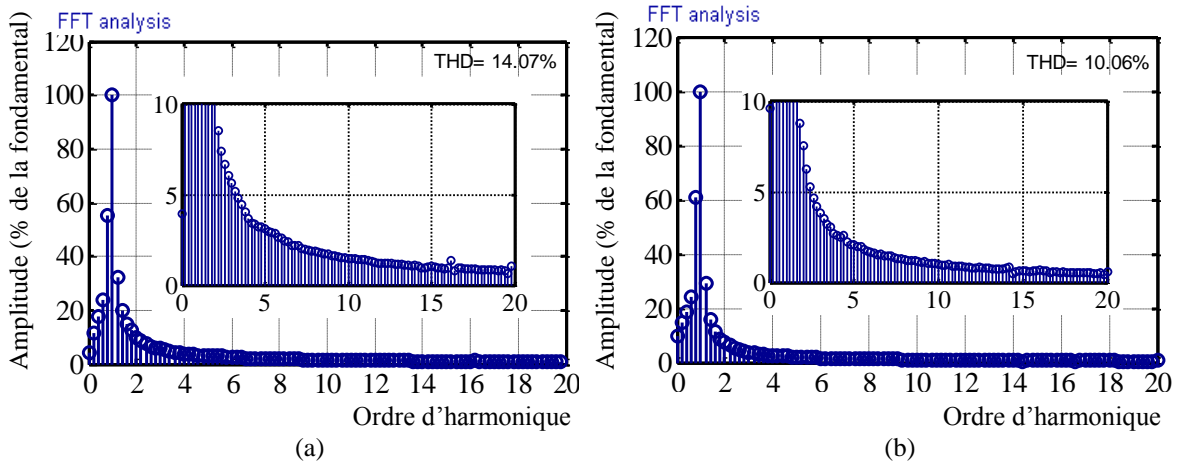


**Figure V. 8:** Performances du CCR par IBSC pour un creux de tension triphasé de 70%.

### V.4.4. Analyse spectrale des courants électriques

#### V.4.4.1. Analyse spectrale du courant côté GSAP

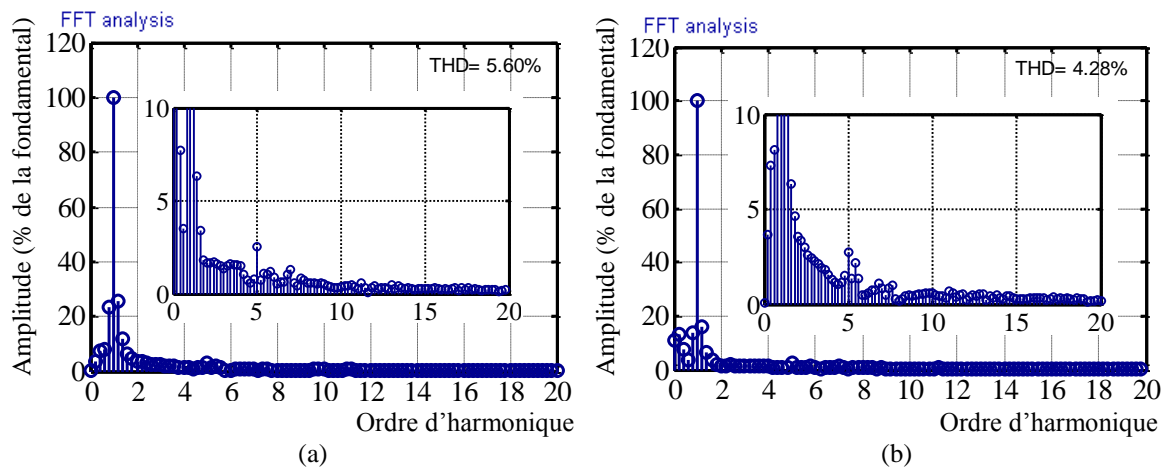
La Figure V. 9 illustre l'analyse spectrale du courant statorique avec les deux techniques de commande (commande par PI classique et commande par IBSC proposée) durant le défaut de creux de tension triphasé de 70%.



**Figure V. 9:** Spectre d'harmonique du courant statorique durant un creux de tension triphasé de 70% : (a) la commande par PI, (b) la commande par IBSC.

#### V.4.4.2. Analyse spectrale du courant côté réseau

La Figure V. 10 illustre l'analyse spectrale du courant de réseau avec les deux techniques de commande (commande par PI classique et commande par IBSC proposée) durant le défaut de creux de tension triphasé de 70%.



**Figure V. 10:** Spectre d'harmonique du courant de réseau électrique durant un creux de tension triphasé de 70% : (a) la commande par PI, (b) la commande par IBSC.

#### V.4.5. Interprétations et comparaison

À partir de ces résultats, on peut constater de la première vue, que le régulateur IBSC a des meilleures performances que celle du régulateur PI classique présenté au chapitre précédent, surtout face aux creux de tension triphasée (de 50%, 60% et 70%).

La vitesse mécanique de l'arbre de GSAP est donnée par les Figures V. 3(a), 5(a), 7(a), la courbe de la vitesse mécanique prend la même allure que la vitesse du vent (chapitre IV). Il est clair que la commande proposée est robuste face aux creux de tension triphasée, surtout pour le défaut de creux de tension de 70% par rapport à celui du régulateur PI.

Les Figures de simulation V.3, 5 et 7 montrent les performances de la stratégie de contrôle "commande par backstepping avec action intégrale", du côté GSAP. On peut constater que les tensions et les courants statoriques sont lisses par rapport à ceux de la commande par PI classique. En présence du creux de la tension du réseau, les tensions et les courants statoriques contiennent des oscillations bien réduites, surtout face aux creux de tension triphasée de 70%. D'après ce qu'on a observé sur les zooms des courants statoriques et l'analyse spectrale des courants électriques côté GSAP (Figure V. 9), il est clair que, durant un creux de tension triphasé de 70%, le courant statorique dans la commande par IBSC a un meilleur THD (THD= 10.06%) par rapport au même courant en cas de la commande par PI classique (THD= 14.07%).

Les Figures V. 3(i), 5(i) et 7(i) montrent que les ondulations du couple électromagnétique sont également atténuées avec la commande par IBSC. Au contraire, avec la commande par PI classique (chapitre IV), le couple électromagnétique a des oscillations importantes, qui peuvent nuire les pièces mécaniques. Il peut être conclu, qu'en comparant ces stratégies, la commande proposée peut réduire efficacement les oscillations du couple, en raison que la fatigue sur l'arbre de la turbine et le multiplicateur est diminuée.

On note aussi que la tension du bus continu suit sa référence parfaitement malgré le défaut de creux de tension de réseau, avec minimisation d'ondulation en régime dynamique par rapport à la commande classique. Le découplage entre la variation dans les grandeurs mécaniques et le contrôle des grandeurs électriques est vérifié.

Comme on peut le voir sur les figures de simulation du contrôle coté réseau, le contrôle proposé à une meilleure performance de poursuite pour la référence des puissances active et réactive par rapport au régulateur PI classique, où il rejette la perturbation de la tension de réseau. Les Figures V. 4, 6 et 8 montrent que, en présence du défaut de creux de tension triphasée de la tension de réseau, avec le contrôle classique employé, les puissances actives et réactives contiennent des oscillations importantes. Considérant qu'en utilisant la commande proposée, ces oscillations sont réduites. Les Figures V. 4, 6, 8 (a, b et c) et Figure V. 10 montrent que, durant un creux de tension triphasé de 70%, les harmoniques du courant injecté dans le réseau électrique sont importantes avec la com-



mande classique (THD=5.60%). Par contre, les courants de réseau obtenus avec la commande proposée sont assez sinusoïdale et symétrique avec moins d'harmoniques (THD=4.28%) mais la présence des augmentations, cela est dû à la stabilité des puissances actives et réactives injectées dans le réseau.

D'une façon globale, au cours de défaut de creux de tension du réseau, nous constatons que les résultats de simulation montrent la supériorité de la technique de commande proposée à base de IBSC, qui vise à maintenir les courants statoriques et les courants injectés dans le réseau électrique sinusoïdale et symétrique avec moins d'harmoniques, atténuant aussi les ondulations du couple, de la tension du bus continu et des puissances par rapport à la méthode conventionnelle.

## V.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons appliqué la commande par backstepping à action intégrale à un système éolien à vitesse variable basé sur une GSAP. En effet, nous avons présenté les étapes principales du dimensionnement du régulateur non-linéaire utilisant la technique du backstepping. Cette technique, basée sur le critère de stabilité au sens de Lyapunov, permet une très bonne stabilité asymptotique du système globale en boucle fermée. Nous avons constaté que la synthèse des lois de commande par cette technique récursives est systématique et simple, tout en stabilisant notre système éolien. Les performances du régulateur backstepping sont très satisfaisantes, à savoir, la poursuite de la référence, le temps de réponse, le dépassement et le rejet de la perturbation au niveau des tensions du réseau.

En ensuite, dans le but de comparer les résultats des simulations avec celles du chapitre précédent à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink dans des mêmes conditions, on peut conclure que:

- La commande non-linéaire par backstepping avec action intégrale offre de meilleures performances indépendamment des changements de la vitesse du vent.
- La robustesse contre le défaut de creux de tension de réseau électrique est bien assurée grâce à cet algorithme de contrôle.
- La poursuite des différentes grandeurs est assurée avec de meilleures performances.
- La haute efficacité énergétique et le facteur de puissance autour de l'unité attestent de l'efficacité de la régulation proposée.
- La commande par IBSC proposée est capable de réduire les harmoniques des grandeurs électriques coté GSAP et coté réseau.

En résumé, les résultats de simulation ainsi obtenus montrent que la stratégie de contrôle par backstepping fournit de meilleures performances du système de conversion d'énergie éolienne, à base de la GSAP, notamment en cas de creux de tension triphasé de réseau électrique. Cependant,

lors d'un défaut asymétrique, monophasé ou biphasé, de la tension du réseau, l'utilisation des algorithmes de contrôle et de régulation ainsi développés ne sont plus valables, étant donné que l'utilisation de la transformation de Park a supposé que notre système énergétique, machine, convertisseur et réseau électrique, est totalement triphasé équilibré. A cet effet, nous allons élaborer, dans le chapitre suivant, une approche de contrôle valable pour les systèmes déséquilibrés, afin d'améliorer les performances statiques et dynamiques du système éolien lors d'un défaut asymétrique du réseau. Cette approche est basée sur la commande à double boucle par décomposition de séquences.

## *Chapitre VI :*

# Comportement de l'éolienne à base d'une GSAP face à un défaut asymétrique du réseau

---

---

VI.1.	Introduction.....	155
VI.2.	Comportement du système éolien connectée au réseau électrique déséquilibré.....	155
VI.2.1.	Technique de séparation des séquences positive et négative dans le réseau électrique déséquilibré .....	156
VI.2.2.	Modèle du CCM en mode de fonctionnement déséquilibré.....	158
VI.2.3.	Commande du CCM par IBSC en mode de fonctionnement déséquilibré.....	159
VI.2.3.1.	1 <sup>er</sup> étape : Boucle de régulation de la tension du bus continu .....	159
VI.2.3.2.	2 <sup>eme</sup> étape : Boucle de régulation des courants positifs.....	160
VI.2.3.3.	3 <sup>eme</sup> étape : Boucle de régulation des courants négatifs.....	161
VI.2.3.4.	Schéma bloc de la commande par IBSC pour le CCM en mode de fonctionnement déséquilibré.....	162
VI.2.4.	Modèle du CCR en mode de fonctionnement déséquilibré.....	164
VI.2.5.	Commande du CCR par IBSC en mode de fonctionnement déséquilibré.....	165
VI.2.5.1.	1 <sup>er</sup> étape : Boucle de régulation des courants positifs .....	165
VI.2.5.2.	2 <sup>eme</sup> étape : Boucle de régulation des courants négatifs.....	166
VI.2.5.3.	Schéma bloc de commande par IBSC pour CCR en mode de fonctionnement déséquilibré.....	168
VI.3.	Résultats de simulation.....	169
VI.4.	Conclusion.....	174

## VI.1. Introduction

Généralement, les commandes utilisées pour les convertisseurs triphasés coté machine (CM) et coté réseau (CR), tel que la commande vectorielle et la commande par backstepping, sont généralement conçus en supposant que le système est équilibré. Dans le cas de défaut symétrique (chapitre V), où les trois phases sont toujours équilibrées, il n'y a pas de séquence négative dans la tension, par conséquent, la perturbation n'affecte pas la technique de contrôle conventionnel basé sur les transformations de Park, ni le modèle de la machine.

Lors de type de défaut asymétrique du réseau, les séquences négatives de la tension provoquent des oscillations supplémentaires dans le comportement dynamique de la chaîne de conversion éolienne et ses puissances produites avec injection des courants asymétriques pleins d'harmoniques dans le réseau électrique. Pour cela, dans ce chapitre, et afin de remédier et compenser ces effets indésirables, une reconfiguration de la commande par backstepping avec action intégrale à double boucle pour contrôler les séquences négatives et positives des courants injectés est proposée.

La méthode de décomposition utilise la représentation phasorielle. Elle est réalisée avec un retardement de signaux mesurés d'un quart de période de la fréquence fondamentale. Ces séquences sont des composantes continues dans leur propre référentiel tournant  $(d, q)$ ; chacune d'elles est efficacement régulée par des régulateurs backstepping avec action intégrale. Les signaux de commande sont obtenus en appliquant les transformées de Park inverse. De plus, la synthèse de la commande par backstepping avec action intégrale (IBSC : Integral Back-Stepping Control) est simple et le choix de la dynamique imposée à la chaîne pourra se faire de façon progressive, suite à notre technique d'apprentissage et la maîtrise de la commande IBSC, avec la méthode à double boucles de commande sous un réseau électrique déséquilibré. Les performances de cette stratégie de commande proposée seront analysées par simulation numérique.

## VI.2. Comportement du système éolien connectée au réseau électrique déséquilibré

Comme indiqué par [Ale-09, Nas-16, Ker-16.a, Ata-18], sous une tension du réseau asymétrique, le modèle des CCM et CCR du système éolien à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents peut être séparé en trois séquences, positive, négative et nulle. Pour accomplir ce but, deux méthodes sont proposées dans la littérature à savoir : la méthode du filtre de Notch et la méthode par l'Annulation de la Composante Inverse de Retard (ACIR) [Zho-09].

Dans la méthode de filtre de Notch, comme indiqué par [Ker-18], la composante de la séquence négative est représentée comme une harmonique de second ordre dans le repère tournant de référence positive  $(d, q^+)$  et la composante de la séquence positive est représentée comme une harmonique de second ordre dans le repère de référence négative tournant  $(d, q^-)$ . Ensuite, les valeurs en continues sont contournés et les oscillations à haute fréquence sont supprimées par un filtre coupe-

bande accordé. La deuxième méthode repose sur l'annulation de la composante inverse de retard (ACIR) (voir Figure VI. 1). Le système ( a,b,c ) est d'abord transformé en référentiel (  $\alpha\beta$  ) stationnaire en utilisant la transformation de Clark, puis il est retardé par  $\frac{T}{4}$  . Les séquences positives et négatives peuvent être calculées en ajoutant ou en soustrayant le signal en temps réel actuel avec le signal retardé.

A partir de l'étude comparative des résultats obtenus dans [Zho-09], on peut noter que l'approche basée sur la méthode ACIR est plus rapide que la méthode basée sur le filtre coupe-bande. Dans la présente étude, l'approche basée sur la méthode ACIR est choisi en raison de ses caractéristiques rapides et précises.

### VI.2.1. Technique de séparation des séquences positive et négative dans le réseau électrique déséquilibré

Dans le premier procédé, les composantes du système triphasé se transforment dans le repère diphasé fixe (  $\alpha, \beta$  ) en utilisant la transformation de Clark. Ensuite, les composantes positives et négatives peuvent être déterminées par l'expression suivante [Zho-09]:

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha}(t) \\ v_{\beta}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha}^{+}(t) + v_{\alpha}^{-}(t) \\ v_{\beta}^{+}(t) + v_{\beta}^{-}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v^{+} \cos(\omega t + \phi^{+}) + v^{-} \cos(-\omega t + \phi^{-}) \\ v^{+} \sin(\omega t + \phi^{+}) + v^{-} \sin(-\omega t + \phi^{-}) \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 1})$$

On retarde ce signal par  $\frac{T}{4}$  , nous obtenons donc:

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha}(t - \frac{T}{4}) \\ v_{\beta}(t - \frac{T}{4}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v^{+} \sin(\omega t + \phi^{+}) - v^{-} \sin(-\omega t + \phi^{-}) \\ v^{+} \cos(\omega t + \phi^{+}) + v^{-} \cos(-\omega t + \phi^{-}) \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 2})$$

À partir des équations de  $v_{\alpha,\beta}(t)$  (VI. 1) et  $v_{\alpha,\beta}(t - \frac{T}{4})$  (VI. 2), les séquences positives et négatives peuvent être calculées [Zho-09]:

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha}^{+}(t) \\ v_{\beta}^{+}(t) \\ v_{\alpha}^{-}(t) \\ v_{\beta}^{-}(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha}(t) \\ v_{\beta}(t) \\ v_{\alpha}(t - \frac{T}{4}) \\ v_{\beta}(t - \frac{T}{4}) \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 3})$$

Les séquences positives et négatives obtenues à partir de ces équations dans le repère diphasé fixe sont transformées en séquences positives et négatives dans le repère diphasé tournant comme suit [Zho-09, Lee-10]:

$$\begin{bmatrix} v_d^{+} \\ v_q^{+} \\ v_d^{-} \\ v_q^{-} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \cos(-\theta) & \sin(-\theta) \\ 0 & 0 & -\sin(-\theta) & \cos(-\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha}^{+}(t) \\ v_{\beta}^{+}(t) \\ v_{\alpha}^{-}(t) \\ v_{\beta}^{-}(t) \end{bmatrix} \quad (\text{VI. 4})$$

Le bloc Simulink de la méthode ACIR pour la séparation de séquences positive et négative est montré dans la Figure VI. 1.

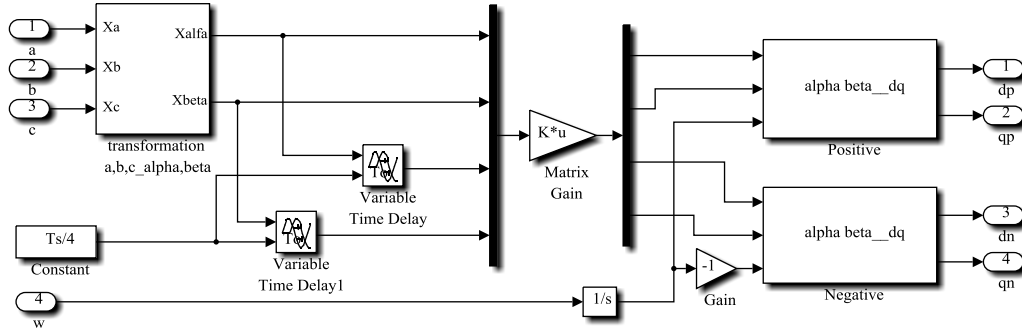


Figure VI. 1: Bloc Simulink pour la méthode ACIR.

Dans les Figures VI. 2, 3, une chute de tension asymétrique de 50% « type B et C » 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 les mêmes figures.

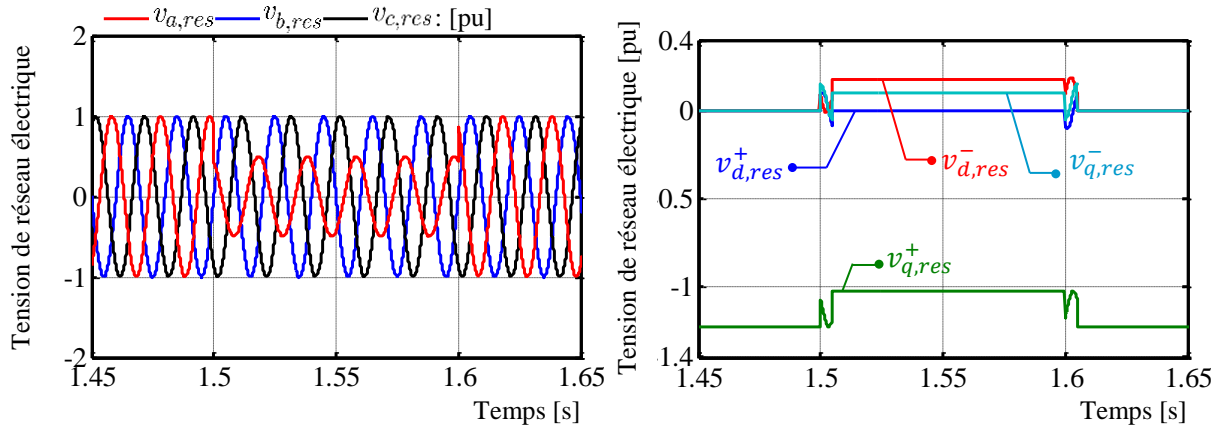


Figure VI. 2: Séquences positives et négatives des tensions du réseau électrique lors d'une chute de tension asymétrique de 50% de type B, dans le repère tournant ( $d, q$ ) par la méthode ACIR.

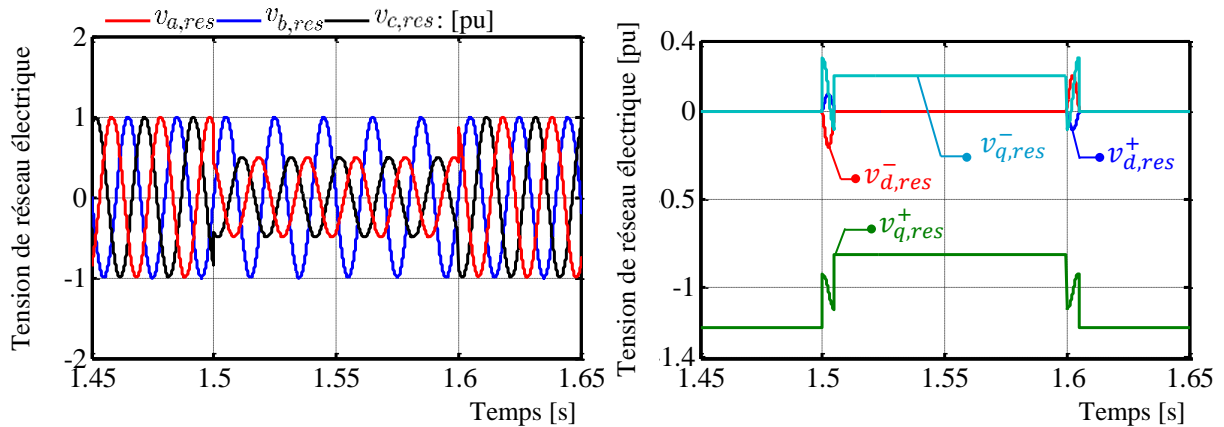


Figure VI. 3: Séquences positives et négatives des tensions du réseau électrique lors d'une chute de tension asymétrique de 50% de type C, dans le repère tournant ( $d, q$ ) par la méthode ACIR.

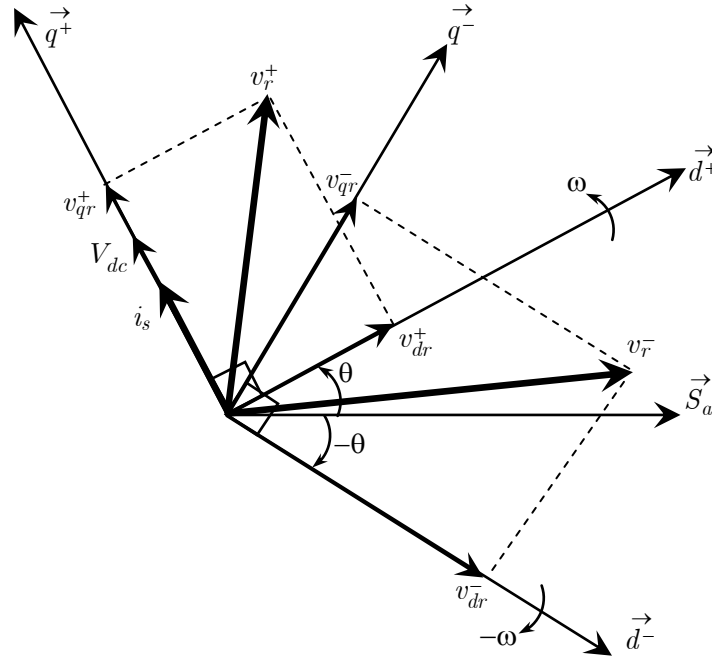
### VI.2.2. Modèle du CCM en mode de fonctionnement déséquilibré

En supposant que la composante homopolaire dans le réseau électrique est négligeable, le modèle asymétrique du système coté GSAP peut être écrit comme suit :

$$\begin{cases} L_{eq} \frac{d}{dt} i_{ds}^+ = -R_{eq} i_{ds}^+ + \omega L_{eq} i_{qs}^+ - v_{dr}^+ \\ L_{eq} \frac{d}{dt} i_{qs}^+ = -R_{eq} i_{qs}^+ - \omega L_{eq} i_{ds}^+ + \omega \phi_f - v_{qr}^+ \end{cases} \quad (\text{VI. 5})$$

$$\begin{cases} L_{eq} \frac{d}{dt} i_{ds}^- = -R_{eq} i_{ds}^- - \omega L_{eq} i_{qs}^- - v_{dr}^- \\ L_{eq} \frac{d}{dt} i_{qs}^- = -R_{eq} i_{qs}^- + \omega L_{eq} i_{ds}^- - \omega \phi_f - v_{qr}^- \end{cases} \quad (\text{VI. 6})$$

La Figure VI. 4, montre que le vecteur courant est aligné sur l'axe  $q^+$  du référentiel tournant dans la même direction que celle du vecteur-tension.



**Figure VI. 4:** Principe d'orientation de la méthode VOC en mode en mode de fonctionnement déséquilibré.

Le courant sera callé sur l'axe ( $q^+$ ). Cette dernière contrainte est favorable pour disposer d'un modèle de commande simplifiée. Par conséquent, avec l'orientation de la méthode VOC, la tension du bus continu est donnée donc comme suit :

$$C \frac{d}{dt} v_{dc} = \frac{v_{qr}^+}{v_{dc}} i_{qs}^+ - i_L \quad (\text{VI. 7})$$

### VI.2.3. Commande du CCM par IBSC en mode de fonctionnement déséquilibré

Dans cette partie, nous nous intéresserons par l'application de la méthode du backstepping avec action intégrale au CCM et nous allons établir les expressions des formulations de la commande en s'appuyant sur le modèle asymétrique établi à la section précédente.

#### VI.2.3.1. 1<sup>er</sup> étape : Boucle de régulation de la tension du bus continu

La stratégie IBSC avec modèle déséquilibré du CCM est considérée dans la présente partie. La tension du bus continu étant la principale grandeur de régulation, on définit sa trajectoire désignée par la valeur de référence et l'erreur de régulation par :

$$Z_{v_{dc}} = v_{dc}^* - v_{dc} + k'_{v_{dc}} \int_0^t (v_{dc}^* - v_{dc}) dt \quad (\text{VI. 8})$$

Où  $k'_{v_{dc}} \int_0^t (v_{dc}^* - v_{dc}) dt$  est une action intégrale ajoutée à l'erreur de tension du bus continu  $e_{v_{dc}}$  et  $k'_{v_{dc}}$  est une constante de conception positive.

La dynamique de  $Z_{v_{dc}}$  est donnée par :

$$\begin{aligned} \dot{Z}_{v_{dc}} &= \dot{v}_{dc}^* - \dot{v}_{dc} + k'_{v_{dc}} (v_{dc}^* - v_{dc}) \\ \dot{Z}_{v_{dc}} &= \dot{v}_{dc}^* - \frac{v_{qr}^+}{C v_{dc}} i_{qs}^+ + \frac{i_L}{C} + k'_{v_{dc}} (v_{dc}^* - v_{dc}) \end{aligned} \quad (\text{VI. 9})$$

On considère la fonction candidate de Lyapunov suivante :

$$V_1 = \frac{1}{2} Z_{v_{dc}}^2 \quad (\text{VI. 10})$$

Où  $k_{v_{dc}}$  est une constante strictement positive.

La dérivée de la fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_1 = Z_{v_{dc}} \dot{Z}_{v_{dc}} = -k_{v_{dc}} Z_{v_{dc}}^2 < 0 \quad (\text{VI. 11})$$

À partir des équations (VI. 8) et (VI. 9), on obtient la dérivée de l'expression de la fonction de Lyapunov:

$$-k_{v_{dc}} Z_{v_{dc}}^2 = Z_{v_{dc}} \left[ \dot{v}_{dc}^* - \frac{v_{qr}^+}{C v_{dc}} i_{qs}^+ + \frac{i_L}{C} + k'_{v_{dc}} (v_{dc}^* - v_{dc}) \right] \quad (\text{VI. 12})$$

L'équation (VI. 12) peut être réécrite comme :

$$-k_{v_{dc}} Z_{v_{dc}} = \dot{v}_{dc}^* - \frac{v_{qr}^+}{C v_{dc}} i_{qs}^+ + \frac{i_L}{C} + k'_{v_{dc}} (v_{dc}^* - v_{dc}) \quad (\text{VI. 13})$$



Basant sur la conception backstepping, le courant  $i_{qs}^+$  est choisi comme un élément de contrôle virtuel qui est connu dans la terminologie du backstepping comme une fonction stabilisatrice:

$$i_{qs}^+ = \frac{C v_{dc}}{v_{qr}^+} \left[ \dot{v}_{dc}^* + k_{v_{dc}} Z_{v_{dc}} + \frac{i_L}{C} + k'_{v_{dc}} (v_{dc}^* - v_{dc}) \right] \quad (\text{VI. 14})$$

### VI.2.3.2. 2<sup>ème</sup> étape : Boucle de régulation des courants positifs

La deuxième étape de l'algorithme dans les conditions de fonctionnement déséquilibré réside dans le calcul des tensions de commande positives  $v_{dr}^{+*}$  et  $v_{qr}^{+*}$  qui seront calculées en fonction des entrées virtuelles du système. Les courants statoriques positifs  $i_{ds}^+$  et  $i_{qs}^+$  qui sont choisis comme entrées virtuelles auront comme erreurs:

$$\begin{cases} Z_{i_{ds}^+} = i_{ds}^{+*} - i_{ds}^+ + k'_{i_{ds}^+} \int_0^t (i_{ds}^{+*} - i_{ds}^+) dt \\ Z_{i_{qs}^+} = i_{qs}^{+*} - i_{qs}^+ + k'_{i_{qs}^+} \int_0^t (i_{qs}^{+*} - i_{qs}^+) dt \end{cases} \quad (\text{VI. 15})$$

Où  $k'_{i_{ds}^+} \int_0^t (i_{ds}^{+*} - i_{ds}^+) dt$  et  $k'_{i_{qs}^+} \int_0^t (i_{qs}^{+*} - i_{qs}^+) dt$  sont des actions intégrales ajoutées à l'erreur des courants statoriques ( $e_{i_{ds}^+}$  et  $e_{i_{qs}^+}$ ),  $k'_{i_{ds}^+}$  et  $k'_{i_{qs}^+}$  sont des constantes de conception positive.

Les dynamiques de  $Z_{i_{ds}^+}$  et  $Z_{i_{qs}^+}$  sont données par :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{ds}^+} = \dot{i}_{ds}^{+*} - \dot{i}_{ds}^+ + k'_{i_{ds}^+} (i_{ds}^{+*} - i_{ds}^+) \\ \dot{Z}_{i_{qs}^+} = \dot{i}_{qs}^{+*} - \dot{i}_{qs}^+ + k'_{i_{qs}^+} (i_{qs}^{+*} - i_{qs}^+) \end{cases} \quad (\text{VI. 16})$$

À partir de l'équation (VI. 5), la dérivée de l'erreur est :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{ds}^+} = \dot{i}_{ds}^{+*} + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{ds}^+ - \omega i_{qs}^+ + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr}^+ + k'_{i_{ds}^+} (i_{ds}^{+*} - i_{ds}^+) \\ \dot{Z}_{i_{qs}^+} = \dot{i}_{qs}^{+*} + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{qs}^+ + \omega i_{ds}^+ - \frac{1}{L_{eq}} \omega \phi_f + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr}^+ + k'_{i_{qs}^+} (i_{qs}^{+*} - i_{qs}^+) \end{cases} \quad (\text{VI. 17})$$

On considère la fonction candidate de Lyapunov suivante :

$$V_2 = V_1 + \frac{1}{2} \left[ Z_{i_{ds}^+}^2 + Z_{i_{qs}^+}^2 \right] \quad (\text{VI. 18})$$

Où  $k_{i_{ds}^+}$  et  $k_{i_{qs}^+}$  sont des constantes strictement positives, la dérivée de la deuxième fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 + Z_{i_{ds}^+} \dot{Z}_{i_{ds}^+} + Z_{i_{qs}^+} \dot{Z}_{i_{qs}^+} = \dot{V}_1 - k_{i_{ds}^+} Z_{i_{ds}^+}^2 - k_{i_{qs}^+} Z_{i_{qs}^+}^2 < 0 \quad (\text{VI. 19})$$

À partir des équations (VI. 15) et (VI. 16), on obtient la dérivée de l'expression de la deuxième fonction de Lyapunov:

$$\begin{aligned}
 -k_{i_{ds}^+} Z_{i_{ds}^+}^2 - k_{i_{qs}^+} Z_{i_{qs}^+}^2 &= Z_{i_{ds}^+} \left[ \dot{i}_{ds}^{+*} + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{ds}^+ - \omega i_{qs}^+ + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr}^+ + k'_{i_{ds}^+} (i_{ds}^{+*} - i_{ds}^+) \right] \\
 &+ Z_{i_{qs}^+} \left[ \dot{i}_{qs}^{+*} + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{qs}^+ + \omega i_{ds}^+ - \frac{1}{L_{eq}} \omega \phi_f + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr}^+ + k'_{i_{qs}^+} (i_{qs}^{+*} - i_{qs}^+) \right]
 \end{aligned} \quad (VI. 20)$$

L'équation (VI. 20) peut être réécrite comme suit:

$$\begin{aligned}
 -k_{i_{ds}^+} Z_{i_{ds}^+} - k_{i_{qs}^+} Z_{i_{qs}^+} &= \dot{i}_{ds}^{+*} + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{ds}^+ - \omega i_{qs}^+ + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr}^+ + k'_{i_{ds}^+} (i_{ds}^{+*} - i_{ds}^+) \\
 &+ \dot{i}_{qs}^{+*} + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{qs}^+ + \omega i_{ds}^+ - \frac{1}{L_{eq}} \omega \phi_f + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr}^+ + k'_{i_{qs}^+} (i_{qs}^{+*} - i_{qs}^+)
 \end{aligned} \quad (VI. 21)$$

On tire les expressions de la commande stabilisante backstepping avec action intégrale comme suit:

$$\begin{cases}
 v_{dr}^{+*} = -L_{eq} \dot{i}_{ds}^{+*} - R_{eq} i_{ds}^+ + \omega L_{eq} i_{qs}^+ - L_{eq} k'_{i_{ds}^+} Z_{i_{ds}^+} - L_{eq} k'_{i_{ds}^+} (i_{ds}^{+*} - i_{ds}^+) \\
 v_{qr}^{+*} = -L_{eq} \dot{i}_{qs}^{+*} - R_{eq} i_{qs}^+ - \omega L_{eq} i_{ds}^+ + \omega \phi_f - L_{eq} k'_{i_{qs}^+} Z_{i_{qs}^+} - L_{eq} k'_{i_{qs}^+} (i_{qs}^{+*} - i_{qs}^+)
 \end{cases} \quad (VI. 22)$$

Dans cette partie, nous avons définie à partir de la commande par backstepping avec action intégrale, les variables de références positives  $v_{dr}^{+*}$  et  $v_{qr}^{+*}$  nécessaires pour la commande du CCM, tout en exigeant une stabilité des sous-systèmes en cascade afin d'assurer une stabilité asymptotique du système global.

### VI.2.3.3. 3<sup>eme</sup> étape : Boucle de régulation des courants négatifs

La troisième étape de l'algorithme dans les conditions de fonctionnement déséquilibré réside dans le calcul des tensions de commande négatives  $v_{dr}^{-*}$  et  $v_{qr}^{-*}$  qui seront calculées en fonction des entrées virtuelles du système. Les courants statoriques négatifs  $i_{ds}^-$  et  $i_{qs}^-$  qui sont choisis comme entrées virtuelles auront comme erreurs:

$$\begin{cases}
 Z_{i_{ds}^-} = i_{ds}^{-*} - i_{ds}^- + k'_{i_{ds}^-} \int_0^t (i_{ds}^{-*} - i_{ds}^-) dt \\
 Z_{i_{qs}^-} = i_{qs}^{-*} - i_{qs}^- + k'_{i_{qs}^-} \int_0^t (i_{qs}^{-*} - i_{qs}^-) dt
 \end{cases} \quad (VI. 23)$$

Où  $k'_{i_{ds}^-} \int_0^t (i_{ds}^{-*} - i_{ds}^-) dt$  et  $k'_{i_{qs}^-} \int_0^t (i_{qs}^{-*} - i_{qs}^-) dt$  sont des actions intégrales ajoutées à l'erreur des courants statoriques ( $e_{i_{ds}^-}$  et  $e_{i_{qs}^-}$ ),  $k'_{i_{ds}^-}$  et  $k'_{i_{qs}^-}$  sont des constantes de conception positive.

Les dynamiques de  $Z_{i_{ds}^-}$  et  $Z_{i_{qs}^-}$  sont données par :

$$\begin{cases}
 \dot{Z}_{i_{ds}^-} = \dot{i}_{ds}^{-*} - \dot{i}_{ds}^- + k'_{i_{ds}^-} (i_{ds}^{-*} - i_{ds}^-) \\
 \dot{Z}_{i_{qs}^-} = \dot{i}_{qs}^{-*} - \dot{i}_{qs}^- + k'_{i_{qs}^-} (i_{qs}^{-*} - i_{qs}^-)
 \end{cases} \quad (VI. 24)$$

À partir de l'équation (VI. 6), la dérivée de l'erreur est :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{ds}^-} = \dot{i}_{ds}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{ds}^- + \omega i_{qs}^- + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr}^- + k'_{i_{ds}^-} (i_{ds}^* - i_{ds}^-) \\ \dot{Z}_{i_{qs}^-} = \dot{i}_{qs}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{qs}^- - \omega i_{ds}^- + \frac{1}{L_{eq}} \omega \phi_f + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr}^- + k'_{i_{qs}^-} (i_{qs}^* - i_{qs}^-) \end{cases} \quad (\text{VI. 25})$$

On considère la fonction candidate de Lyapunov suivante :

$$V_3 = V_2 + \frac{1}{2} [Z_{i_{ds}^-}^2 + Z_{i_{qs}^-}^2] \quad (\text{VI. 26})$$

Où  $k_{i_{ds}^-}$  et  $k_{i_{qs}^-}$  sont des constantes strictement positives.

La dérivée de la troisième fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_3 = \dot{V}_2 + Z_{i_{ds}^-} \dot{Z}_{i_{ds}^-} + Z_{i_{qs}^-} \dot{Z}_{i_{qs}^-} = \dot{V}_2 - k_{i_{ds}^-} Z_{i_{ds}^-}^2 - k_{i_{qs}^-} Z_{i_{qs}^-}^2 < 0 \quad (\text{VI. 27})$$

À partir des équations (VI. 23) et (VI. 24), on obtient la dérivée de l'expression de la troisième fonction de Lyapunov :

$$\begin{aligned} -k_{i_{ds}^-} Z_{i_{ds}^-}^2 - k_{i_{qs}^-} Z_{i_{qs}^-}^2 &= Z_{i_{ds}^-} \left[ \dot{i}_{ds}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{ds}^- + \omega i_{qs}^- + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr}^- + k'_{i_{ds}^-} (i_{ds}^* - i_{ds}^-) \right] \\ &+ Z_{i_{qs}^-} \left[ \dot{i}_{qs}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{qs}^- - \omega i_{ds}^- + \frac{1}{L_{eq}} \omega \phi_f + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr}^- + k'_{i_{qs}^-} (i_{qs}^* - i_{qs}^-) \right] \end{aligned} \quad (\text{VI. 28})$$

L'équation (VI. 28) peut être écrite comme :

$$\begin{aligned} -k_{i_{ds}^-} Z_{i_{ds}^-} - k_{i_{qs}^-} Z_{i_{qs}^-} &= \dot{i}_{ds}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{ds}^- + \omega i_{qs}^- + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr}^- + k'_{i_{ds}^-} (i_{ds}^* - i_{ds}^-) \\ &+ \dot{i}_{qs}^* + \frac{R_{eq}}{L_{eq}} i_{qs}^- - \omega i_{ds}^- + \frac{1}{L_{eq}} \omega \phi_f + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr}^- + k'_{i_{qs}^-} (i_{qs}^* - i_{qs}^-) \end{aligned} \quad (\text{VI. 29})$$

On tire les expressions de la commande stabilisante backstepping avec action intégrale comme suit :

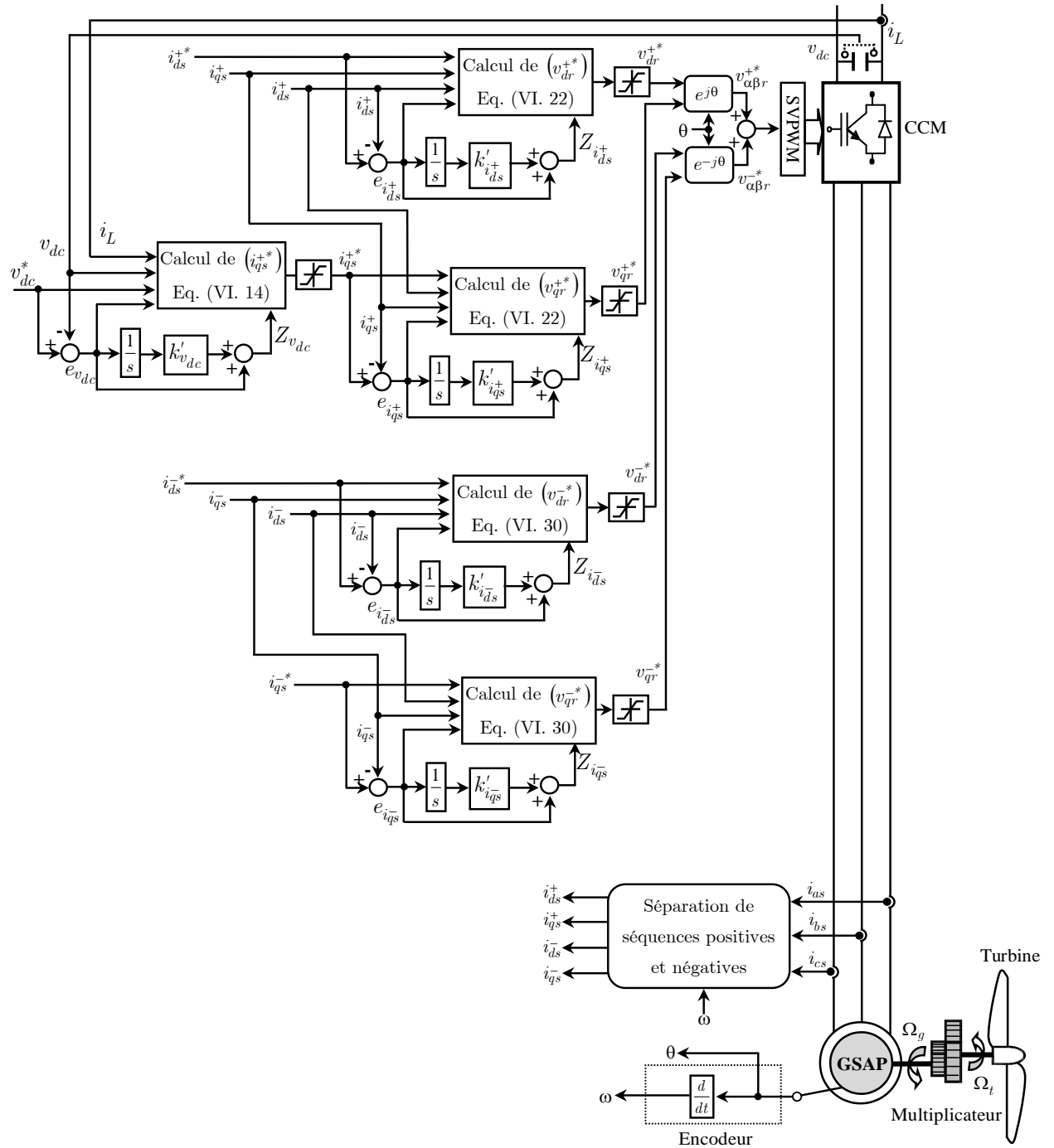
$$\begin{cases} v_{dr}^* = -L_{eq} \dot{i}_{ds}^* - R_{eq} i_{ds}^- - \omega L_{eq} i_{qs}^- - L_{eq} k_{i_{ds}^-} Z_{i_{ds}^-} - L_{eq} k'_{i_{ds}^-} (i_{ds}^* - i_{ds}^-) \\ v_{qr}^* = -L_{eq} \dot{i}_{qs}^* - R_{eq} i_{qs}^- + \omega L_{eq} i_{ds}^- - \omega \phi_f - L_{eq} k_{i_{qs}^-} Z_{i_{qs}^-} - L_{eq} k'_{i_{qs}^-} (i_{qs}^* - i_{qs}^-) \end{cases} \quad (\text{VI. 30})$$

Dans cette partie, nous avons définie à partir de la commande par backstepping avec action intégral, les variables de références positives  $v_{dr}^*$  et  $v_{qr}^*$  nécessaires à la commande du CCM, tout en exigeant une stabilité des sous-systèmes en cascade afin d'assurer une stabilité asymptotique du système global.

#### VI.2.3.4. Schéma bloc de la commande par IBSC pour le CCM en mode de fonctionnement déséquilibré

Le schéma bloc de la commande du CCM par la méthode backstepping avec action intégrale en mode de fonctionnement déséquilibré est représenté sur la Figure VI. 5. Cette technique est divisée en trois grandes parties. La première étape est consacrée à la synthèse de la boucle de la tension du

bus continu qui va permettre la régulation de cette variable de sortie à leur valeur désirée. Ensuite, la deuxième et la troisième étape sont dédiées à la synthèse des boucles des courants positifs et négatifs, respectivement.



**Figure VI. 5:** Schéma bloc de la commande du CCM à double boucle proposée pour la méthode IBSC.

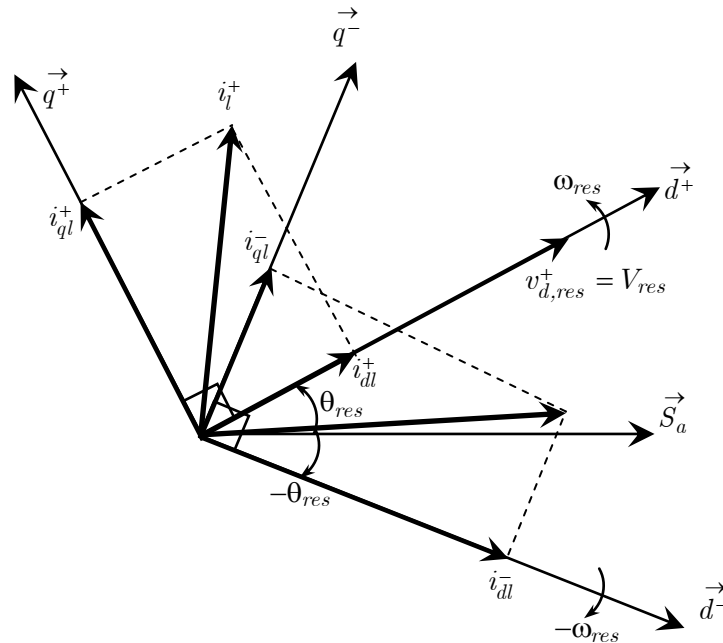
### VI.2.4. Modèle du CCR en mode de fonctionnement déséquilibré

En supposant, toujours, que la composante homopolaire dans le réseau électrique est négligeable, le modèle asymétrique des courants de ligne coté réseau peut être écrit comme suit :

$$\begin{cases} L_l \frac{d}{dt} i_{dl}^+ = v_{d,ond}^+ - R_l i_{dl}^+ + \omega_{res} L_l i_{ql}^+ - v_{d,res}^+ \\ L_l \frac{d}{dt} i_{ql}^+ = v_{q,ond}^+ - R_l i_{ql}^+ - \omega_{res} L_l i_{dl}^+ - v_{q,res}^+ \end{cases} \quad (VI. 31)$$

$$\begin{cases} L_l \frac{d}{dt} i_{dl}^- = v_{d,ond}^- - R_l i_{dl}^- - \omega_{res} L_l i_{ql}^- - v_{d,res}^- \\ L_l \frac{d}{dt} i_{ql}^- = v_{q,ond}^- - R_l i_{ql}^- + \omega_{res} L_l i_{dl}^- - v_{q,res}^- \end{cases} \quad (VI. 32)$$

La Figure VI. 6, montre que le vecteur-tension en mode de fonctionnement déséquilibré est aligné sur l'axe  $q^+$  du référentiel tournant dans la même direction que celle du vecteur courant positif  $i_{dl}^+$ .



**Figure VI. 6:** Principe d'orientation de contrôle des puissances en mode de fonctionnement déséquilibré.

Les expressions des puissances active et réactive sont représentées ci-dessous :

$$\begin{cases} P_l = \frac{3}{2} v_{d,res}^+ i_{dl}^+ \\ Q_l = -\frac{3}{2} v_{d,res}^+ i_{ql}^+ \end{cases} \quad (VI. 33)$$

### VI.2.5. Commande du CCR par IBSC en mode de fonctionnement déséquilibré

Dans cette partie, nous nous intéresserons par l'application de la méthode du backstepping avec action intégrale au CCM et nous établirons les expressions de valeur de commande en s'appuyant sur le modèle asymétrique établi à la section précédente.

#### VI.2.5.1. 1<sup>er</sup> étape : Boucle de régulation des courants positifs

La stratégie IBSC avec le modèle du CCR en mode déséquilibrée est considérée dans la présente partie. Les puissances active et réactive étant les principales grandeurs de régulation. La première étape de l'algorithme dans les conditions de fonctionnement déséquilibré réside dans le calcul des tensions de commande positives  $v_{d,ond}^{+*}$  et  $v_{q,ond}^{+*}$  qui seront calculées en fonction des entrées virtuelles du système. Les courants de ligne positifs  $i_{dl}^+$  et  $i_{ql}^+$  qui sont choisis comme entrées virtuelles auront comme erreurs:

$$\begin{cases} Z_{i_{dl}^+} = i_{dl}^{+*} - i_{dl}^+ + k'_{i_{dl}^+} \int_0^t (i_{dl}^{+*} - i_{dl}^+) dt \\ Z_{i_{ql}^+} = i_{ql}^{+*} - i_{ql}^+ + k'_{i_{ql}^+} \int_0^t (i_{ql}^{+*} - i_{ql}^+) dt \end{cases} \quad (\text{VI. 34})$$

Où  $k'_{i_{dl}^+} \int_0^t (i_{dl}^{+*} - i_{dl}^+) dt$  et  $k'_{i_{ql}^+} \int_0^t (i_{ql}^{+*} - i_{ql}^+) dt$  sont des actions intégrale ajoutée à l'erreur des courants de ligne ( $e_{i_{dl}^+}$  et  $e_{i_{ql}^+}$ ),  $k'_{i_{dl}^+}$  et  $k'_{i_{ql}^+}$  sont des constantes de conception positive.

Les dynamiques de  $Z_{i_{dl}^+}$  et  $Z_{i_{ql}^+}$  sont données par :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{dl}^+} = \dot{i}_{dl}^{+*} - \dot{i}_{dl}^+ + k'_{i_{dl}^+} (i_{dl}^{+*} - i_{dl}^+) \\ \dot{Z}_{i_{ql}^+} = \dot{i}_{ql}^{+*} - \dot{i}_{ql}^+ + k'_{i_{ql}^+} (i_{ql}^{+*} - i_{ql}^+) \end{cases} \quad (\text{VI. 35})$$

A partir de l'équation (VI. 31), la dérivée de l'erreur est :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{dl}^+} = \dot{i}_{dl}^{+*} - \frac{1}{L_l} v_{d,ond}^+ + \frac{R_l}{L_l} i_{dl}^+ - \omega_{res} i_{ql}^+ + \frac{1}{L_l} v_{d,res}^+ + k'_{i_{dl}^+} (i_{dl}^{+*} - i_{dl}^+) \\ \dot{Z}_{i_{ql}^+} = \dot{i}_{ql}^{+*} - \frac{1}{L_l} v_{q,ond}^+ + \frac{R_l}{L_l} i_{ql}^+ + \omega_{res} i_{dl}^+ + \frac{1}{L_l} v_{q,res}^+ + k'_{i_{ql}^+} (i_{ql}^{+*} - i_{ql}^+) \end{cases} \quad (\text{VI. 36})$$

On considère la fonction candidate de Lyapunov suivante :

$$V_1 = \frac{1}{2} \left[ Z_{i_{dl}^+}^2 + Z_{i_{ql}^+}^2 \right] \quad (\text{VI. 37})$$

Où  $k_{i_{dl}^+}$  et  $k_{i_{ql}^+}$  sont des constantes strictement positifs, la dérivée de la première fonction de Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_1 = Z_{i_{dl}^+} \dot{Z}_{i_{dl}^+} + Z_{i_{ql}^+} \dot{Z}_{i_{ql}^+} = -k_{i_{dl}^+} Z_{i_{dl}^+}^2 - k_{i_{ql}^+} Z_{i_{ql}^+}^2 < 0 \quad (\text{VI. 38})$$

À partir des équations (VI. 34) et (VI. 35), on obtient la dérivée de l'expression de la première fonction de Lyapunov:

$$\begin{aligned} -k_{i_{dl}^+} Z_{i_{dl}^+}^2 - k_{i_{ql}^+} Z_{i_{ql}^+}^2 &= Z_{i_{dl}^+} \left[ i_{dl}^{+*} - \frac{1}{L_l} v_{d,ond}^+ + \frac{R_l}{L_l} i_{dl}^+ - \omega_{res} i_{ql}^+ + \frac{1}{L_l} v_{d,res}^+ + k'_{i_{dl}^+} (i_{dl}^{+*} - i_{dl}^+) \right] \\ &+ Z_{i_{ql}^+} \left[ i_{ql}^{+*} - \frac{1}{L_l} v_{q,ond}^+ + \frac{R_l}{L_l} i_{ql}^+ + \omega_{res} i_{dl}^+ + \frac{1}{L_l} v_{q,res}^+ + k'_{i_{ql}^+} (i_{ql}^{+*} - i_{ql}^+) \right] \end{aligned} \quad (\text{VI. 39})$$

L'équation (VI. 39) peut être réécrite comme :

$$\begin{aligned} -k_{i_{dl}^+} Z_{i_{dl}^+} - k_{i_{ql}^+} Z_{i_{ql}^+} &= i_{dl}^{+*} - \frac{1}{L_l} v_{d,ond}^+ + \frac{R_l}{L_l} i_{dl}^+ - \omega_{res} i_{ql}^+ + \frac{1}{L_l} v_{d,res}^+ + k'_{i_{dl}^+} (i_{dl}^{+*} - i_{dl}^+) \\ &+ i_{ql}^{+*} - \frac{1}{L_l} v_{q,ond}^+ + \frac{R_l}{L_l} i_{ql}^+ + \omega_{res} i_{dl}^+ + \frac{1}{L_l} v_{q,res}^+ + k'_{i_{ql}^+} (i_{ql}^{+*} - i_{ql}^+) \end{aligned} \quad (\text{VI. 40})$$

On tire les expressions de la commande stabilisante backstepping avec action intégrale comme suit:

$$\begin{cases} v_{d,ond}^{+*} = L_l i_{dl}^{+*} + R_l i_{dl}^+ - \omega_{res} L_l i_{ql}^+ + v_{d,res}^+ + L_l k'_{i_{dl}^+} Z_{i_{dl}^+} + L_l k'_{i_{dl}^+} (i_{dl}^{+*} - i_{dl}^+) \\ v_{q,ond}^{+*} = L_l i_{ql}^{+*} + R_l i_{ql}^+ + \omega_{res} L_l i_{dl}^+ + v_{q,res}^+ + L_l k'_{i_{ql}^+} Z_{i_{ql}^+} + L_l k'_{i_{ql}^+} (i_{ql}^{+*} - i_{ql}^+) \end{cases} \quad (\text{VI. 41})$$

Dans cette partie, nous avons définie à partir de la commande par backstepping avec action intégrale, les variables de références positives  $v_{d,ond}^{+*}$  et  $v_{q,ond}^{+*}$  nécessaires à la commande du CCR, tout en exigeant une stabilité des sous-systèmes en cascade afin d'assurer une stabilité asymptotique du système global.

### VI.2.5.2. 2<sup>eme</sup> étape : Boucle de régulation des courants négatifs

La deuxième étape de l'algorithme dans les conditions de fonctionnement déséquilibré réside dans le calcul des tensions de commande négatives  $v_{d,ond}^{-*}$  et  $v_{q,ond}^{-*}$  qui seront calculées en fonction des entrées virtuelles du système. Les courants de ligne négatifs  $i_{dl}^-$  et  $i_{ql}^-$  qui sont choisis comme entrées virtuelles auront comme erreurs:

$$\begin{cases} Z_{i_{dl}^-} = i_{dl}^{-*} - i_{dl}^- + k'_{i_{dl}^-} \int_0^t (i_{dl}^{-*} - i_{dl}^-) dt \\ Z_{i_{ql}^-} = i_{ql}^{-*} - i_{ql}^- + k'_{i_{ql}^-} \int_0^t (i_{ql}^{-*} - i_{ql}^-) dt \end{cases} \quad (\text{VI. 42})$$

Où  $k'_{i_{dl}^-} \int_0^t (i_{dl}^{-*} - i_{dl}^-) dt$  et  $k'_{i_{ql}^-} \int_0^t (i_{ql}^{-*} - i_{ql}^-) dt$  sont des actions intégrale ajoutée à l'erreur des courants statoriques ( $e_{i_{dl}^-}$  et  $e_{i_{ql}^-}$ ),  $k'_{i_{dl}^-}$  et  $k'_{i_{ql}^-}$  sont des constantes de conception positive.

Les dynamiques de  $Z_{i_{d\bar{l}}}$  et  $Z_{i_{q\bar{l}}}$  sont données par :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{d\bar{l}}} = \dot{i}_{d\bar{l}}^* - \dot{i}_{d\bar{l}} + k'_{i_{d\bar{l}}} (i_{d\bar{l}}^* - i_{d\bar{l}}) \\ \dot{Z}_{i_{q\bar{l}}} = \dot{i}_{q\bar{l}}^* - \dot{i}_{q\bar{l}} + k'_{i_{q\bar{l}}} (i_{q\bar{l}}^* - i_{q\bar{l}}) \end{cases} \quad (\text{VI. 43})$$

A partir de l'équation (VI. 32), la dérivée de l'erreur est :

$$\begin{cases} \dot{Z}_{i_{d\bar{l}}} = \dot{i}_{d\bar{l}}^* - \frac{1}{L_l} v_{d,ond}^- + \frac{R_l}{L_l} i_{d\bar{l}}^- + \omega_{res} i_{q\bar{l}}^- + \frac{1}{L_l} v_{d,res}^- + k'_{i_{d\bar{l}}} (i_{d\bar{l}}^* - i_{d\bar{l}}) \\ \dot{Z}_{i_{q\bar{l}}} = \dot{i}_{q\bar{l}}^* - \frac{1}{L_l} v_{q,ond}^- + \frac{R_l}{L_l} i_{q\bar{l}}^- - \omega_{res} i_{d\bar{l}}^- + \frac{1}{L_l} v_{q,res}^- + k'_{i_{q\bar{l}}} (i_{q\bar{l}}^* - i_{q\bar{l}}) \end{cases} \quad (\text{VI. 44})$$

On considère la fonction candidate de Lyapunov suivante :

$$V_2 = V_1 + \frac{1}{2} [Z_{i_{d\bar{l}}}^2 + Z_{i_{q\bar{l}}}^2] \quad (\text{VI. 45})$$

Où  $k_{i_{d\bar{l}}}$  et  $k_{i_{q\bar{l}}}$  sont des constantes strictement positifs, la dérivée de la deuxième fonction de

Lyapunov est donnée par :

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 + Z_{i_{d\bar{l}}} \dot{Z}_{i_{d\bar{l}}} + Z_{i_{q\bar{l}}} \dot{Z}_{i_{q\bar{l}}} = \dot{V}_1 - k_{i_{d\bar{l}}} Z_{i_{d\bar{l}}}^2 - k_{i_{q\bar{l}}} Z_{i_{q\bar{l}}}^2 < 0 \quad (\text{VI. 46})$$

À partir des équations (VI. 42) et (VI. 43), on obtient la dérivée de l'expression de la deuxième fonction de Lyapunov:

$$\begin{aligned} -k_{i_{d\bar{l}}} Z_{i_{d\bar{l}}}^2 - k_{i_{q\bar{l}}} Z_{i_{q\bar{l}}}^2 &= Z_{i_{d\bar{l}}} \left[ \dot{i}_{d\bar{l}}^* - \frac{1}{L_l} v_{d,ond}^- + \frac{R_l}{L_l} i_{d\bar{l}}^- + \omega_{res} i_{q\bar{l}}^- + \frac{1}{L_l} v_{d,res}^- + k'_{i_{d\bar{l}}} (i_{d\bar{l}}^* - i_{d\bar{l}}) \right] \\ &+ Z_{i_{q\bar{l}}} \left[ \dot{i}_{q\bar{l}}^* - \frac{1}{L_l} v_{q,ond}^- + \frac{R_l}{L_l} i_{q\bar{l}}^- - \omega_{res} i_{d\bar{l}}^- + \frac{1}{L_l} v_{q,res}^- + k'_{i_{q\bar{l}}} (i_{q\bar{l}}^* - i_{q\bar{l}}) \right] \end{aligned} \quad (\text{VI. 47})$$

L'équation (VI. 47) peut être réécrite comme suit :

$$\begin{aligned} -k_{i_{d\bar{l}}} Z_{i_{d\bar{l}}} - k_{i_{q\bar{l}}} Z_{i_{q\bar{l}}} &= \dot{i}_{d\bar{l}}^* - \frac{1}{L_l} v_{d,ond}^- + \frac{R_l}{L_l} i_{d\bar{l}}^- + \omega_{res} i_{q\bar{l}}^- + \frac{1}{L_l} v_{d,res}^- + k'_{i_{d\bar{l}}} (i_{d\bar{l}}^* - i_{d\bar{l}}) \\ &+ \dot{i}_{q\bar{l}}^* - \frac{1}{L_l} v_{q,ond}^- + \frac{R_l}{L_l} i_{q\bar{l}}^- - \omega_{res} i_{d\bar{l}}^- + \frac{1}{L_l} v_{q,res}^- + k'_{i_{q\bar{l}}} (i_{q\bar{l}}^* - i_{q\bar{l}}) \end{aligned} \quad (\text{VI. 48})$$

De la même manière que le cas précédent, on tire les expressions de la commande stabilisante backstepping avec action intégrale comme suit:

$$\begin{cases} v_{d,ond}^* = L_l \dot{i}_{d\bar{l}}^* + R_l i_{d\bar{l}}^- + \omega_{res} L_l i_{q\bar{l}}^- + v_{d,res}^- + L_l k_{i_{d\bar{l}}} Z_{i_{d\bar{l}}} + L_l k'_{i_{d\bar{l}}} (i_{d\bar{l}}^* - i_{d\bar{l}}) \\ v_{q,ond}^* = L_l \dot{i}_{q\bar{l}}^* + R_l i_{q\bar{l}}^- - \omega_{res} L_l i_{d\bar{l}}^- + v_{q,res}^- + L_l k_{i_{q\bar{l}}} Z_{i_{q\bar{l}}} + L_l k'_{i_{q\bar{l}}} (i_{q\bar{l}}^* - i_{q\bar{l}}) \end{cases} \quad (\text{VI. 49})$$

Dans cette partie, nous avons définie à partir de la commande par backstepping avec action intégrale, les variables de références positives  $v_{d,ond}^*$  et  $v_{q,ond}^*$  nécessaires à la commande du CCR, tout en exigeant une stabilité des sous-systèmes en cascade afin d'assurer une stabilité asymptotique du système global.



### VI.2.5.3. Schéma bloc de commande par IBSC pour CCR en mode de fonctionnement déséquilibré

Le schéma bloc de la commande du CCR par la méthode backstepping avec action intégrale en mode de fonctionnement déséquilibré est représenté sur la Figure VI. 7. Cette technique est divisée en deux parties principales avec quatre boucles. La première boucle est consacrée à la synthèse de régulation de la puissance active. Ensuite, une autre boucle est dédiée à la synthèse de régulation de la puissance réactive.

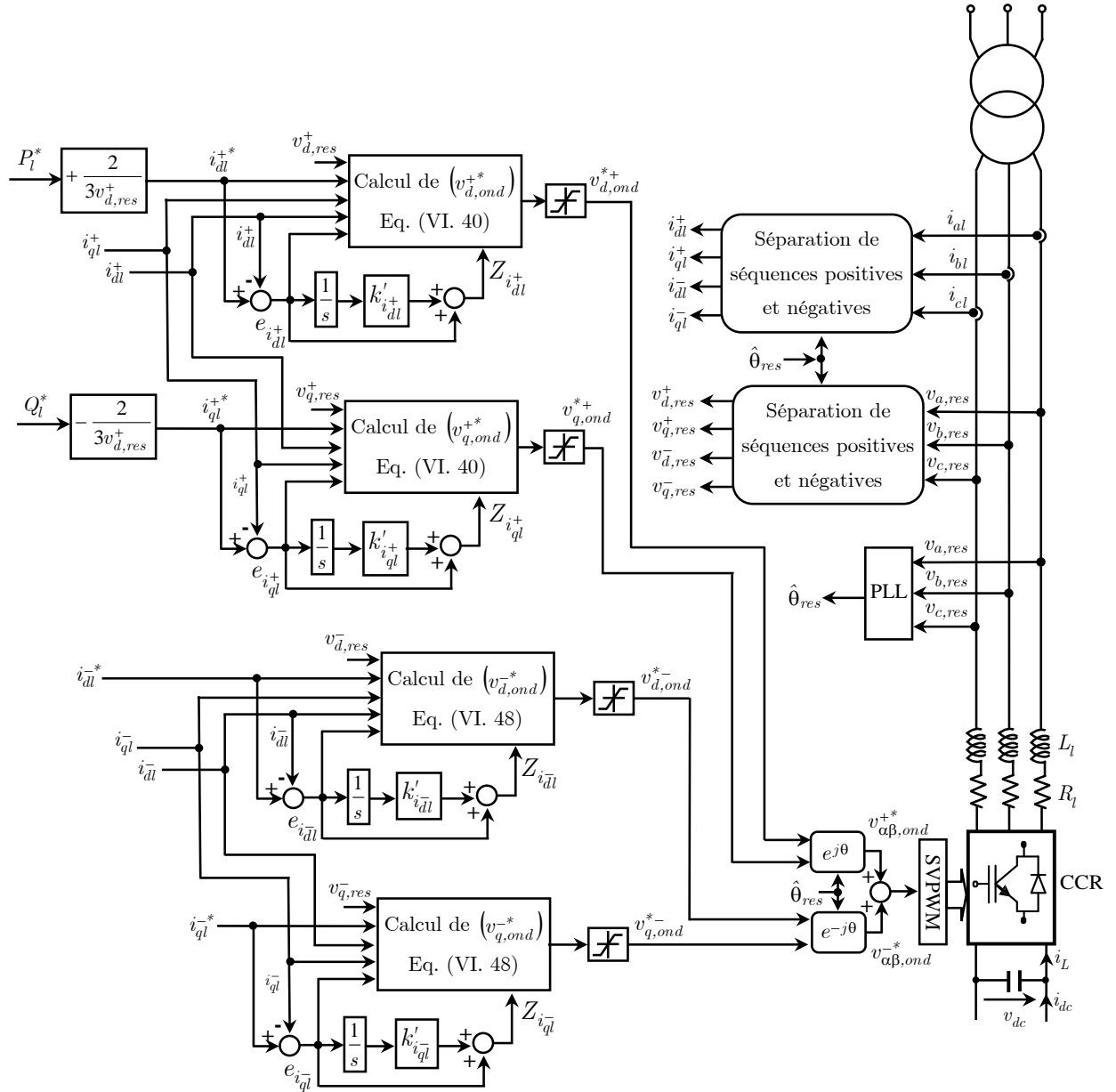


Figure VI. 7: Schéma bloc de commande du CCR à double boucle proposée pour la méthode IBSC.

### VI.3. Résultats de simulation

Pour compléter l'étude théorique présentée précédemment et valider les algorithmes de commande proposés, on présente dans cette partie les résultats de simulation numérique illustrant le comportement dynamique de l'éolienne face à un défaut asymétrique du réseau électrique lors d'un creux de tension asymétrique. Les différents paramètres du système sont donnés à l'annexe E.

• Les caractéristiques du défaut asymétrique du réseau appliquées dans cette section sont les suivantes :

- Type : « B »,
- Profondeur: 50%,
- Instant d'apparition :  $t=1.5s$ ,
- Durée: 100 ms.

Pour évaluer la validité de l'approche de commande IBSC proposée à double boucle, les résultats sont comparés avec la méthode IBSC conventionnelle à une seule boucle déjà discutée dans le chapitre précédent.

Pour obtenir de bons résultats, on doit choisir des valeurs pour les gains du réglage par backstepping avec l'action intégrale d'une manière à réaliser la convergence de plusieurs grandeurs en même temps. Donc, pour notre simulation on a choisi:

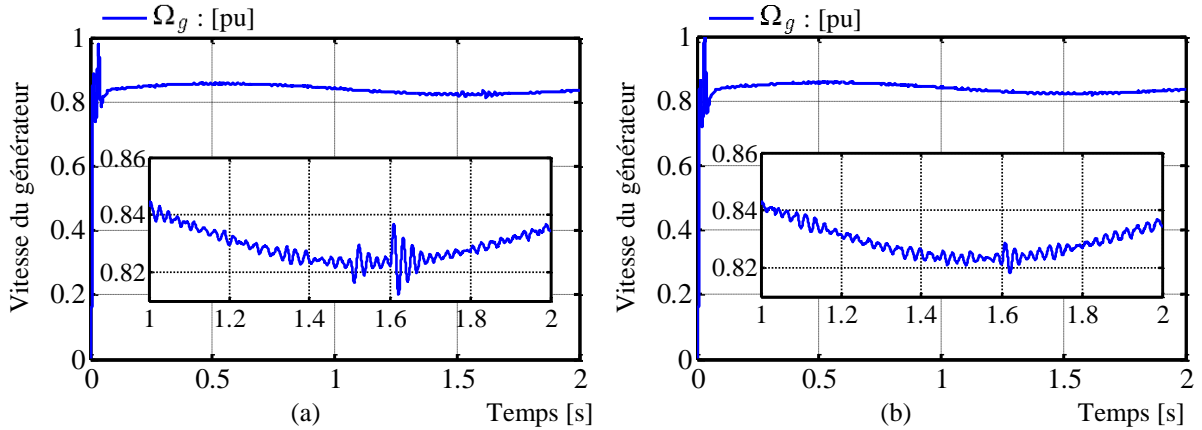
**Tableau VI. 1** : Paramètres du réglage par IBSC de commande du CCM et du CCR.

Boucle de régulation	Paramètres du réglage par IBSC			
	Commande du CCM			
Courants ( $i_{ds}^+, i_{qs}^+$ )	$k_{i_{ds}^+}$	$k'_{i_{ds}^+}$	$k_{i_{qs}^+}$	$k'_{i_{qs}^+}$
	1000	2	1000	2
Courants ( $i_{ds}^-, i_{qs}^-$ )	$k_{i_{ds}^-}$	$k'_{i_{ds}^-}$	$k_{i_{qs}^-}$	$k'_{i_{qs}^-}$
	1000	2	1000	2
Tension ( $v_{dc}$ )	$k_{v_{dc}}$	$k'_{v_{dc}}$		
	50	5000		
Commande du CCR				
Courants ( $i_{dl}^+, i_{ql}^+$ )	$k_{i_{dl}^+}$	$k'_{i_{dl}^+}$	$k_{i_{ql}^+}$	$k'_{i_{ql}^+}$
	1000	2	1000	2
Courants ( $i_{dl}^-, i_{ql}^-$ )	$k_{i_{dl}^-}$	$k'_{i_{dl}^-}$	$k_{i_{ql}^-}$	$k'_{i_{ql}^-}$
	1000	2	1000	2

Afin d'examiner la mise en œuvre pratique en commande numérique dans les prochains travaux, toutes les simulations informatiques ont été réalisées avec un pas fixe de 0.1 ms

- **Vitesse de rotation du générateur**

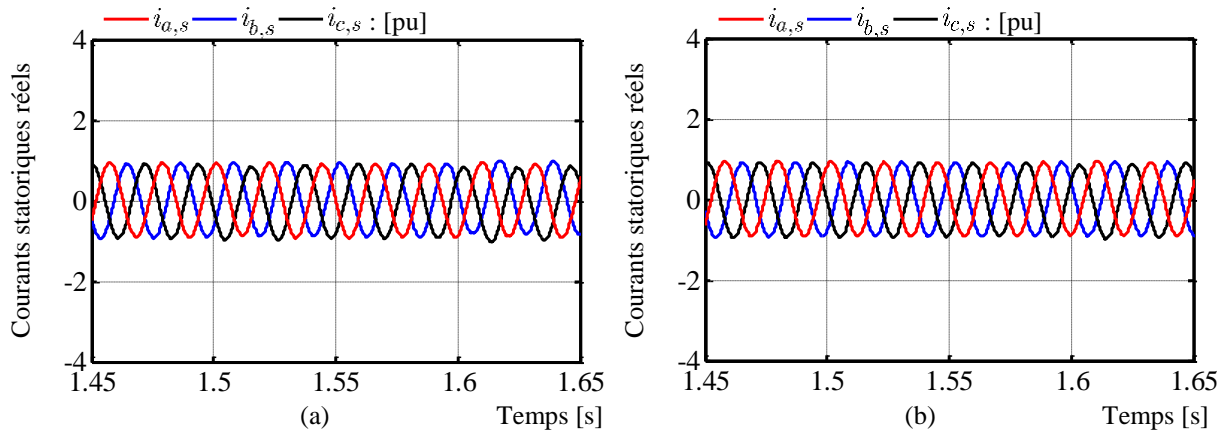
La vitesse mécanique de l'arbre de la GSAP est donnée par les Figures VI. 8. La courbe de la vitesse mécanique prend la même allure que la vitesse du vent (chapitre IV). Il est clair que la commande par double boucle proposée est robuste face au défaut asymétrique du réseau, surtout au moment d'apparition du défaut, par rapport à celle de la commande par une seule boucle.



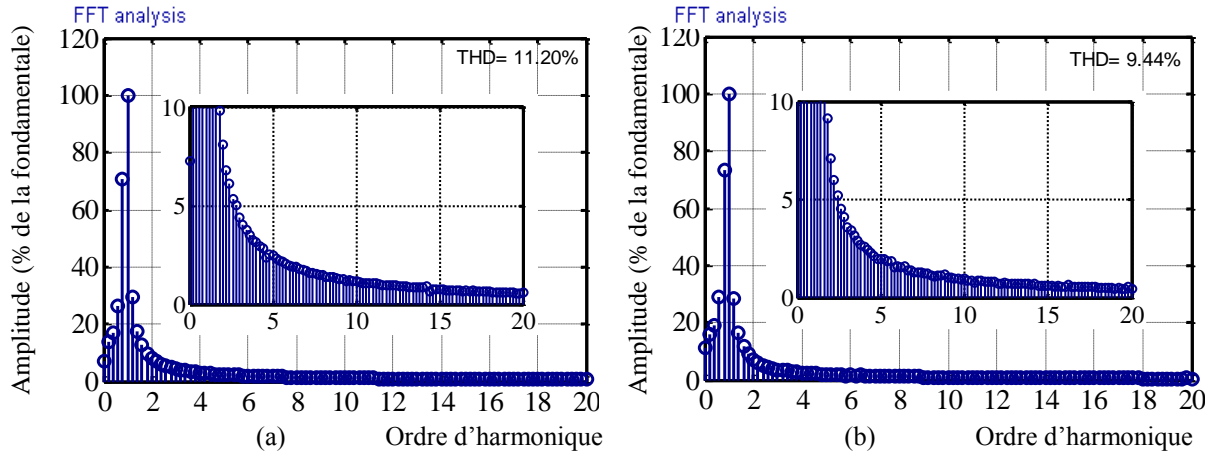
**Figure VI. 8:** Vitesse du générateur avec IBSC : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

- **Courants statoriques réels**

Les Figures VI. 9 et 10, montrent que les harmoniques du courant statorique sont importantes avec la commande par une seule boucle (THD=11.20%). Par contre, les courants statoriques obtenus avec la commande proposée à double boucle sont sinusoïdales et symétriques avec moins d'harmoniques (THD=9.20%).



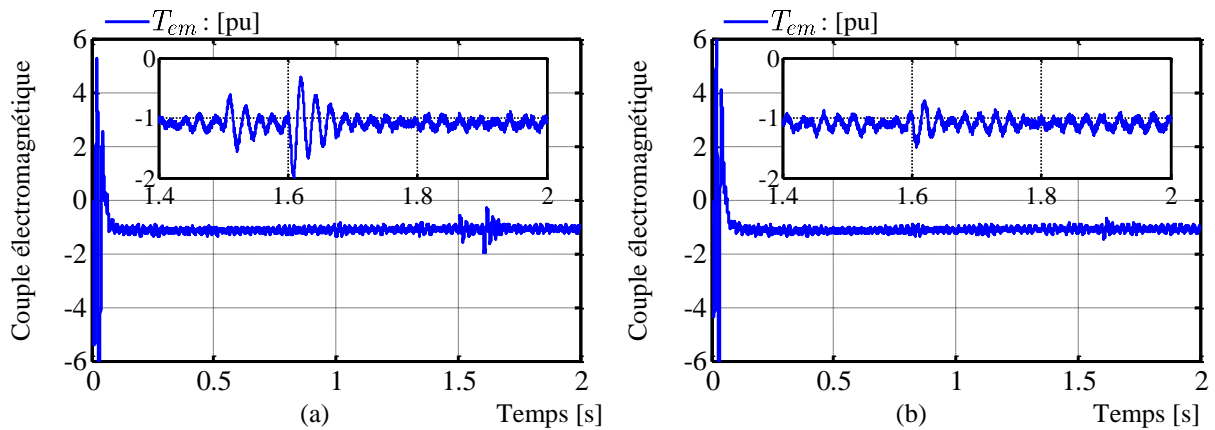
**Figure VI. 9:** Courants statoriques avec IBSC : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.



**Figure VI. 10:** Spectre d'harmoniques du courant statorique durant le défaut avec IBSC : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

- **Couple électromagnétique**

La Figure VI. 11, montre que l'influence du déséquilibre de la tension telle que les pulsations dans le couple électromagnétique sont importante, qui peuvent nuire les pièces mécaniques. En revanche, cette figure, montre que ces ondulations du couple électromagnétique sont également atténuées avec la commande proposée en utilisant la double boucle de commande par backstepping avec action intégrale.

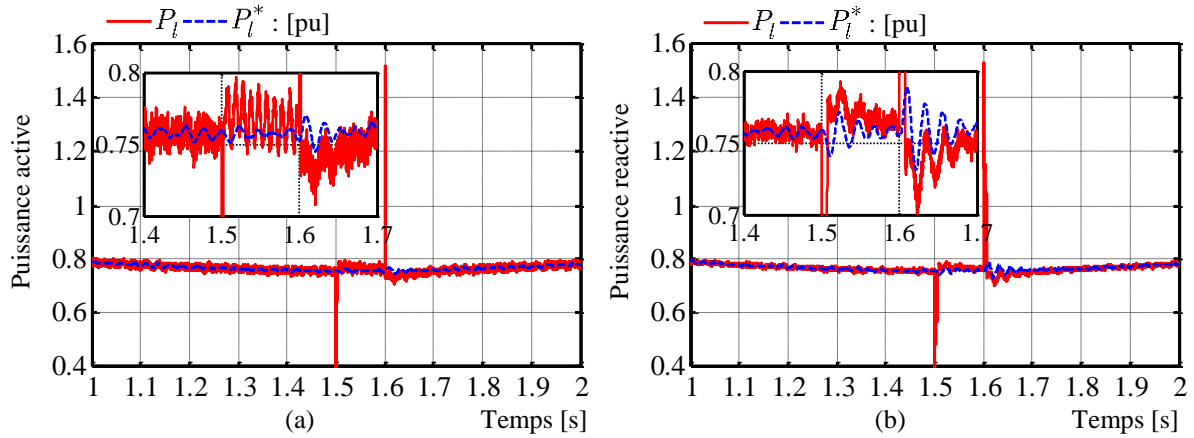


**Figure VI. 11:** Couple électromagnétique avec IBSC : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

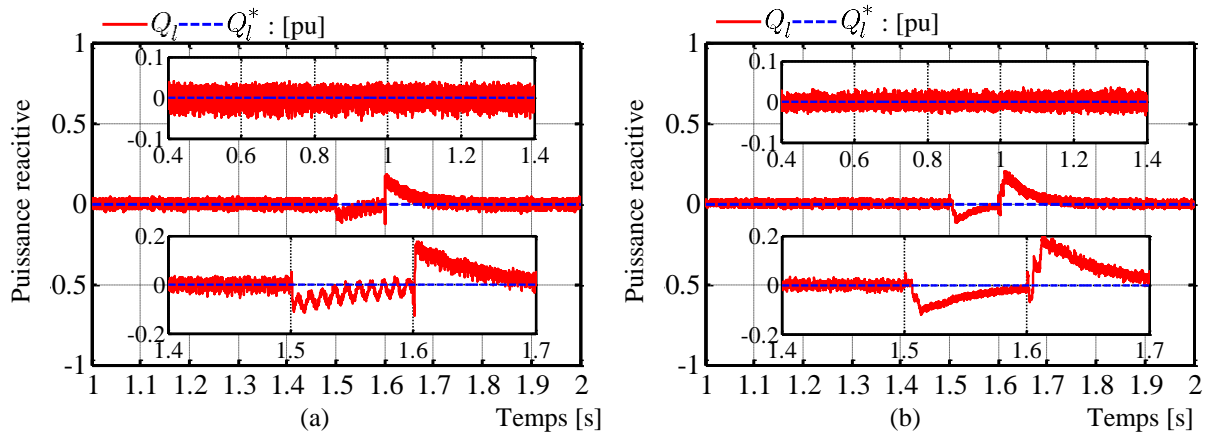
- **Puissances active et réactive**

La Figure VI. 12 (a) et la Figure VI. 13 (a), montrent que, durant le déséquilibre de la tension du réseau électrique, avec le contrôle IBSC employé à une seule boucle, les puissances actives et réactives contiennent des oscillations importantes en raison de la nature de la seconde harmonique à double fréquence du réseau. Par contre, La Figure VI. 12 (b) et la Figure VI. 13 (b), montrent qu'en

utilisant la commande proposée à double boucle par backstepping avec action intégrale, les oscillations dans les puissances actives et réactives sont réduites.



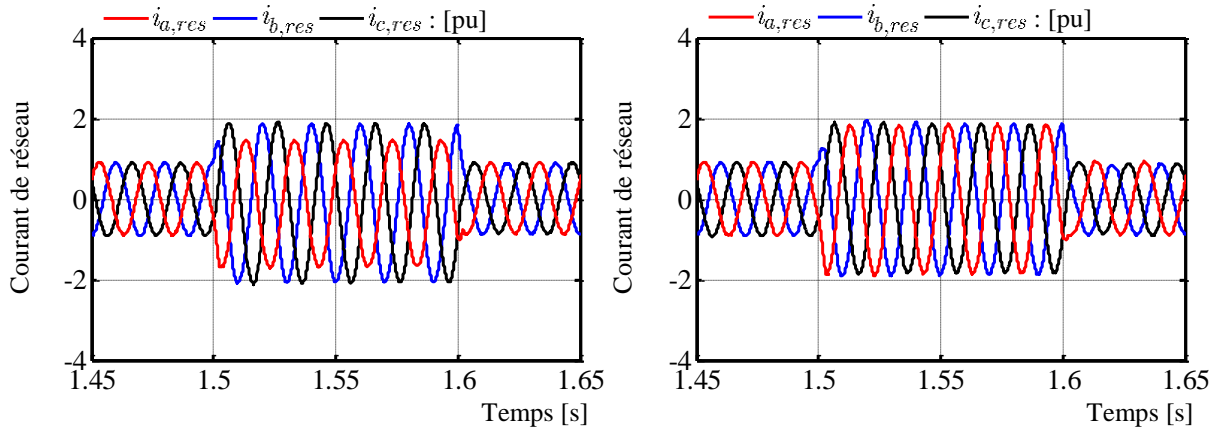
**Figure VI. 12:** Puissance active avec IBSC : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.



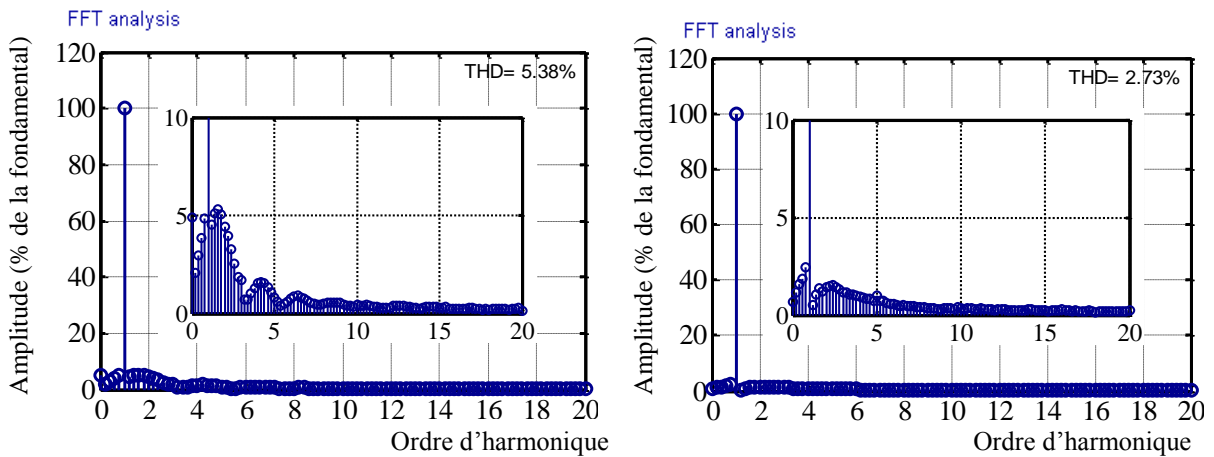
**Figure VI. 13:** Puissance réactive avec IBSC : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

- **Courants injectés dans le réseau**

Dans la Figure VI. 14 et la Figure VI. 15, nous remarquons la présence de déséquilibres dans les courants injectés dans le réseau en utilisant la commande par IBSC à une seule boucle. De plus, ces déséquilibres sont causés par la présence de la séquence négative superposée sur le signal d'origine. Cela est dû au fait que le contrôle par une seul boucle ne peut pas contrôler la composante négative de la tension introduite par la tension déséquilibrée dans les courants injectés dans le réseau à zéro. Dans ce cas, l'interaction de ces composants dans le CCR développe un comportement dynamique du système résultant des oscillations excessives.



**Figure VI. 14:** Courants injectés dans le réseau avec IBSC : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.



**Figure VI. 15:** Spectre d'harmonique du courant de réseau durant le défaut avec IBSC : (a) une seule boucle de commande, (b) double boucle de commande.

On peut remarquer aussi que les harmoniques dans ces courants injectés obtenus avec la commande par double boucle proposée (THD=2.73%) sont atténués par rapport à la commande précédente basée sur une seule boucle (THD=5.38%).

D'une façon globale, nous constatons que dans les résultats comparatifs entre ces deux différentes stratégies de contrôle, au cours de déséquilibre de tension du réseau, les résultats de simulation montrent donc la supériorité de la technique de commande à double boucle proposée à base de IBSC, qui vise à maintenir les courants statoriques et les courants injectés dans le réseau électrique sinusoïdale et symétrique avec moins d'harmoniques, atténuant aussi les ondulations du couple et des puissances active et réactive par rapport à la méthode à base IBSC à une seule boucle.

#### **VI.4. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons établi le modèle de la chaîne de conversion éolienne à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents en mode de fonctionnement déséquilibré. Ainsi, nous avons traité l'aspect d'une stratégie de contrôle améliorée pour le réglage des puissances injectées dans le réseau. Dans ce cas, le comportement dynamique de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents sous tension déséquilibré du réseau est étudié avec introduction de la théorie de Lyapunov pour la synthèse de la commande à structure variable à base de la commande par backstepping avec action intégrale (IBSC). L'adéquation de cet algorithme de contrôle proposé est validée par simulations à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink. Ces résultats montrent qu'avec l'utilisation de la commande IBSC à une seule boucle, les ondulations à double fréquence peuvent devenir élevées, intolérables et pourrait conduire à la défaillance de la partie électrique et mécanique du système éolien. Après la disparition du déséquilibre de la tension, dans cette commande conventionnelle, de petites oscillations apparaissent dans les puissances et les courants.

En revanche, pour la configuration proposée de la commande IBSC à double boucle, ces oscillations des puissances et des courants sont correctement amorties. En outre, cette stratégie de contrôle proposée montre de bonnes performances et de la robustesse en éliminant les pulsations indésirables dans le couple, qui permettront d'atténuer la fatigue de l'arbre de la turbine. Ensuite, les courants injectés dans le réseau sont également sinusoïdale et symétrique. Toutes les simulations informatiques ont été conçues avec un pas fixe de 0.1 ms afin d'examiner la mise en œuvre pratique en commande numérique dans les prochains travaux.

# Conclusion générale

Actuellement, les réseaux électriques sont confrontés à de nouveaux défis, tels que l'intégration croissante des sources d'énergie renouvelables en particulier l'énergie éolienne, la demande croissante de l'énergie, la limite des ressources primaires et les marchés concurrentiels de l'électricité. Dans ces conditions, les réseaux électriques ont dû faire face à des problèmes de fonctionnement majeurs concernant la régulation de tension, le contrôle de l'écoulement de puissance, la stabilité transitoire, l'amortissement des oscillations de puissance, ... etc.

L'intégration de l'énergie éolienne aux réseaux électriques représente un défi important, notamment, quand la disponibilité du vent devient un facteur important. Dans ce cas, l'optimisation et la maximisation de la production de l'énergie éolienne en fonction de la variation de la vitesse du vent, nécessite l'utilisation des dispositifs fiables et robustes sur toute la plage d'opération.

Les travaux présentés dans cette thèse portent essentiellement sur la modélisation, le contrôle et la gestion du Système de Conversion de l'Energie Eolienne (SCEE) sur la base d'un Générateur Synchrone à Aimant Permanent (GSAP), qui s'inscrit dans le cadre général de la gestion et du contrôle des systèmes électro-énergétiques. Ce travail de recherche constitue une contribution à l'étude des systèmes de conversion d'énergie renouvelable, élaborée par l'équipe de recherche « commande et optimisation des entraînements électriques » au sein du laboratoire « Génie Electrotechnique » à l'université de Saida.

Notre contribution dans le domaine de gestion et du contrôle des systèmes électriques à énergie renouvelable consiste à montrer que les aérogénérateurs synchrones à aimants permanents peuvent contribuer à l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique en compensant la puissance réactive et les courants harmoniques présents sur le réseau électrique sans forcément nécessiter un surdimensionnement des convertisseurs, et peuvent aussi assurer la sécurité, la fiabilité, les performances, la qualité de l'énergie et la continuité du service en cas de défaillance d'un ou plusieurs phases de tension du réseau électrique. Le but étant d'assurer la sûreté de fonctionnement du système éolien et la bonne qualité de l'énergie fournie au réseau électrique.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté l'état de l'art des systèmes de conversion de l'énergie éolienne où des statistiques récentes sur la production mondiale de l'énergie éolienne sont citées afin d'être au courant de l'actualité de l'industrie éolienne. Également, le gisement éolien en Algérie, la structure et les composants de la turbine éolienne, les différents types d'éoliennes, les principes de fonctionnement, les qualités et éventuellement les défauts y sont présentés. Enfin, au regard de cet état de l'art, la structure choisie dans le cadre de la thèse est présentée.



Dans le deuxième chapitre, nous avons été amenés à concevoir la technique de l'extraction optimale de l'énergie éolienne (Maximum Power Point Tracking) utilisant des algorithmes de commande robuste d'une éolienne à vitesse variable, basée sur l'approche de backstepping proposée. En utilisant cette commande avec action intégrale, le rendement aérodynamique a été optimisé, la qualité de la puissance produite était améliorée et les contraintes dynamiques dans le train de puissance face à des perturbations externes étaient réduites.

Ensuite, nous avons abordé la modélisation du système de génération d'énergie éolienne basé sur une machine synchrone à aimants permanents et de ses convertisseurs constitués de deux convertisseurs de puissance, un redresseur et un onduleur équipé d'une commande à modulation de largeur d'impulsion vectorielle. Ce chapitre nous a permis de donner les équations du système électrique dans le repère triphasé, puis dans le référentiel biphasé tournant d'axe  $(d, q)$  par la transformation de Park. Une représentation de ce modèle dans l'espace d'état a été défini, en vue de la commande de la génératrice asynchrone à double alimentation.

Dans le quatrième chapitre, nous avons résumé brièvement le principe de la commande vectorielle avec deux aspects, le premier aspect est la commande vectorielle par orientation du vecteur-tension avec la régulation de la tension du bus continu. L'autre aspect concerne l'élaboration du contrôle de la liaison au réseau avec la régulation des puissances. Les stratégies de contrôle abordées dans ce chapitre à base des correcteurs classiques de type PI ont fait l'objet d'une comparaison des performances avec l'autre stratégie de contrôle présentée et développée dans le cinquième chapitre de cette thèse. Nous avons noté un bon comportement de celui-ci pour les différents tests effectués, toutefois des insuffisances ont été observées concernant la sensibilité aux perturbations dues à la chute de tension de réseau de grande amplitude.

Dans le cinquième chapitre, nous avons exposé les étapes principales du dimensionnement du régulateur non linéaire utilisant la technique du backstepping, qui est une méthode basée sur le critère de stabilité au sens de Lyapunov, ainsi que la structure de la commande des deux convertisseurs CCM et CCR basées sur cette approche. Nous avons constaté que la synthèse des lois de commande par cette technique récursive est systématique et simple. Les performances du régulateur backstepping sont satisfaisantes à savoir la poursuite de la référence, le temps de réponse, le dépassement, et le rejet de la perturbation au niveau des tensions de réseau.

Dans le sixième chapitre, nous avons proposé une étude de l'intégration d'éolienne dans un réseau électrique, avec un modèle présenté de la chaîne de conversion connectée au réseau électrique en mode de fonctionnement déséquilibré. Dans ce chapitre, pour but d'améliorer la capacité LVRT du système éolien à base de la GSAP, une solution logicielle a été proposée. Nous avons traité l'aspect d'une stratégie de contrôle améliorée à double boucle par la commande backstepping pour le réglage de la tension du bus continu et des puissances active et réactive pour un bon

fonctionnement lors du défaut de déséquilibre de la tension du réseau électrique. Enfin, une série de simulation a été réalisé dont le but d'évaluer les apports et les biens faits de la structure proposée à double boucle. Les résultats obtenus ont montré des performances très satisfaisantes et significatives d'une bonne régulation. Les comportements en poursuite, régulation et robustesse sont nettement meilleurs à ceux observés pour la commande à une seule boucle, avec une nette amélioration de la dynamique de la puissance, une très faible sensibilité aux perturbations dans la tension de réseau électrique.

A l'égard du travail que nous venons de présenter, des perspectives pouvant être envisagées pour l'amélioration de la chaîne turbine – GSAP – réseau. Parmi lesquels, nous pouvons citer :

- La validation expérimentale de cette étude afin de confirmer le modèle et le système de commande proposé.
- L'étude et l'application d'autres convertisseurs de niveaux supérieurs pour la minimisation d'harmoniques renvoyés au réseau.
- L'utilisation d'autres types de régulateurs tels que, réseau de neurones, le mode de glissement et la logique floue.
- Le développement des algorithmes d'estimation de la vitesse du vent, estimation des courants statoriques et des commandes tolérantes aux défauts électriques et mécaniques.
- L'application des dispositifs FACTS pour améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien à base d'une GSAP raccordée au réseau électrique.
- La gestion des puissances active et réactive dans une ferme éolienne au vu de son intégration dans le réseau électrique.

# Bibliographie

- [Abb-06] C. Abbey, W. Li, L. Owatta, and G. Joos, "*Power electronic converter control techniques for improved low voltage ride through performance in WTGs*", in 2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2006, pp. 1-6.
- [Abd-11] M. A. Abdullah, A. Yatim, and C. W. Tan, "*A study of maximum power point tracking algorithms for wind energy system*", in IEEE Conference on Clean Energy and Technology (CET), 2011, pp. 321-326.
- [Abd-12] M. A. Abdullah, A. Yatim, C. 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.
- [Abd-14] S. Abdeddaim, A. Betka, S. Drid, and M. Becherif, "*Implementation of MRAC controller of a DFIG based variable speed grid connected wind turbine*", Energy Conversion and Management, vol. 79, pp. 281-288, 2014.
- [Abd-17] D. Abdeslame, N. K. Merzouk, S. Mekhtoub, M. Abbas, and M. Dehmas, "*Estimation of power generation capacities of a wind farms installed in windy sites in Algerian high plateaus*", Renewable Energy, vol. 103, pp. 630-640, 2017.
- [Abd-17] M. Abdelrahem, C. Hackl, and R. Kennel, "*A robust encoderless predictive current control using novel MRAS observer for surface-mounted permanent-magnet synchronous generators*", in International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management, 2017, pp. 1-8.
- [Adj-13] A. Adjiri, H. D. Nedjari, and S. Haddouche, "*Estimation du potentiel éolien pour la région d'In Salah*", Revue des Energies Renouvelables, vol. 16, pp. 657-666, 2013.
- [Aic-03] L. Aiche-Hamane and A. Khellaf, "*Evolution Mensuelle de la Ressource Eolienne à travers l'Algérie*", Revue Energ. Ren.: ICPWE, pp. 147-152, 2003.
- [Aim-04] S. El Aimani, "*Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension*", Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2004.
- [Aim-15] M. Aimene, "*Analyse de la tenue aux creux de tension d'une éolienne connectée au réseau en utilisant la commande par platitude différentielle*", la Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Électrique (JCGE'15), Cherbourg-Octeville, France, 2015.
- [Ale-07] S. Alepuz, S. Busquets, J. Bordonau, J. Pontt, C. Silva, and J. Rodriguez, "*Fast on-line symmetrical components separation method for synchronization and control purposes in three phase distributed power generation systems*", in European Conference on Power Electronics and Applications, 2007, pp. 1-10.
- [Ale-09] S. Alepuz, S. Busquets-Monge, J. Bordonau, J. A. Martínez-Velasco, C. A. Silva, J. Pontt, and J. Rodríguez, "*Control strategies based on symmetrical components for grid-connected converters under voltage dips*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 56, pp. 2162-2173, 2009.

- [All-17] M. Allam, "*Contribution à la commande robuste du système d'énergie renouvelable*", Thèse de doctorat, Université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes, 2017.
- [Alv-00] J. Alvarez-Ramírez, R. Suarez, and A. Morales, "*Cascade control for a class of uncertain nonlinear systems: a backstepping approach*", *Chemical engineering science*, vol. 55, pp. 3209-3221, 2000.
- [Amr-16] F. Amrane, A. Chaiba, and S. Mekhilef, "*High performances of grid-connected DFIG based on direct power control with fixed switching frequency via MPPT strategy using MRAC and neuro-fuzzy control*", *Journal of Power Technologies*, vol. 96, pp. 27-39, 2016.
- [Ata-18] F. Atashbahar, A. Ajami, H. Mokhtari, and H. Hojabri, "*A novel FRT strategy based on an analytical approach for PMSG-based wind turbines with ESS power rating reduction*", *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, vol. 26, pp. 2737-2752, 2018.
- [Aub-14] R. Aubrée, "*Stratégies de commande sans capteur et de gestion de l'énergie pour les aérogénérateurs de petite puissance*", Thèse de doctorat, Université de Nantes, 2014.
- [Ayo-12] T. Ayodele, A. Jimoh, J. Munda, and J. Agee, "*Challenges of grid integration of wind power on power system grid integrity: A review*", *International Journal of Renewable Energy Research* Vol. 3, 2012.
- [Azi-19] D. Aziz, B. Jamal, Z. Othmane, M. Khalid, and B. BOSSOUFI, "*Implementation and validation of backstepping control for PMSG wind turbine using dSPACE controller board*", *Energy Reports*, vol. 5, pp. 807-821, 2019.
- [Bar-09] S. M. Barakati, M. Kazerani, and J. D. Aplevich, "*Maximum power tracking control for a wind turbine system including a matrix converter*", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 705-713, 2009.
- [Bel-09] K. Belgacem, "*Etude et mise en œuvre de lois de commande à structures variables par mode de glissement d'un moteur asynchrone à induction*", Mémoire de Magister, ENSET, ORAN, 2009.
- [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, France, 2010.
- [Bel-14] K. Belgacem, "*Optimisation des performances des systèmes énergétiques dans la production d'énergie éolienne à vitesse variable*", Thèse de Doctorat, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, Algérie, 2014.
- [Ben-05] F. Benchabane, "*Commande en position et en vitesse par mode de glissement d'un moteur synchrone triphasé à aimants permanents avec minimisation du chattering*", Mémoire de Magister, Université Mohamed Khider de Biskra, 2005.
- [Ben-05] M. Benhabib and S. Saadate, "*New control approach for four-wire active power filter based on the use of synchronous reference frame*", *Electric Power Systems Research*, vol. 73, pp. 353-362, 2005.
- [Ben-16] M. Benadja, "*Approches pour la réduction de l'impact de défaut dans le transport d'énergie du parc éolien offshore via VSC-HVDC*", Thèse de doctorat, École de technologie supérieure de Montréal, 2016.
- [Ben-17] K. Benyahia, "*Contribution à l'étude des performances d'un système hybride (éolien-photovoltaïque) relié au réseau électrique*", Thèse de doctorat, Université Tahar Moulay de Saida, 2017.

- [Ben-17] R. Beniugă, M. Istrate, and O. Beniugă, "*Crowbar protection impact on wind farm behaviour during grid disturbance*", in International Conference on Modern Power Systems (MPS), 2017, pp. 1-4.
- [Ben-85] H. Bensaad, "The Algerian program on wind energy", in: Proceeding of WEAC, Oxford, pp. 21-27, 1985.
- [Bil-15] M. Billel, "*Contribution à l'amélioration des performances d'une chaîne énergétique éolienne*", Thèse de Doctorat, Université Badji Mokhtar, Annaba, Algérie, 2015.
- [Bla-04] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. B. Kjaer, "*Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems*", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 19, pp. 1184-1194, 2004.
- [Bla-05] F. Blaabjerg and Z. Chen, "*Power electronics for modern wind turbines*", Synthesis Lectures on Power Electronics, vol. 1, pp. 1-68, 2005.
- [Bla-06] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. V. Timbus, "*Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, pp. 1398-1409, 2006.
- [Bla-11] F. Blaabjerg, M. Liserre, and K. Ma, "*Power electronics converters for wind turbine systems*", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 48, pp. 708-719, 2011.
- [Bos-14] B. Bossoufi, M. Karim, A. Lagrioui, M. Taoussi, and M. L. ElHafyani, "*Backstepping control of DFIG generators for wide-range variable-speed wind turbines*", International Journal of Automation and Control, vol. 8, pp. 122-140, 2014.
- [Bou-07] A. Boumediene, "*Recherche et Développement de Nouvelles Approches de Commandes d'une Machine Synchrone Autopilotée Alimentée en Tension*", Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique d'Alger, Algeria, 2007.
- [Bou-09] A. Boulahia, "*Etude des convertisseurs statiques destinés à la qualité de l'énergie électrique*", Mémoire de Magister en électrotechnique, Université des Frères Mentouri de Constantine, 2009.
- [Bou-14] A. Bouafia, "*Techniques de commande prédictive et floue pour les systèmes d'électronique de puissance: Application aux redresseurs à MLI*", These de Doctorat, Université Ferhat Abbas de Setif, 2014.
- [Bou-15] S. M. Boudia and O. Guerri, "*Investigation of wind power potential at Oran, northwest of Algeria*", Energy Conversion and Management, vol. 105, pp. 81-92, 2015.
- [Bou-16] S. M. Boudia, A. Benmansour, and M. A. T. Hellal, "*Wind resource assessment in Algeria*", Sustainable cities and society, vol. 22, pp. 171-183, 2016.
- [Bou-17] A. Boumassata, "*Modélisation et simulation d'une chaîne de conversion Eolienne*", Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri de Constantine, 2017.
- [Bue-08] E. J. Bueno, S. Cobrecas, F. J. Rodríguez, A. Hernandez, and F. Espinosa, "*Design of a back-to-back NPC converter interface for wind turbines with squirrel-cage induction generator*", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 23, pp. 932-945, 2008.
- [Bur-11] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, "Wind energy handbook", John Wiley & Sons, 2011.

- [Can-00] C. Canudas de Wit, "*Commande des moteurs asynchrones 1-Modélisation, contrôle vectoriel et DTC*", Hermès Science Publication, France, 2000.
- [Cap-02] S. L. Capitaneanu, "*Optimisation de la fonction MLI d'un onduleur de tension deux-niveaux*", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2002.
- [Car-06] J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, E. Galván, R. C. PortilloGuisado, M. M. Prats, J. I. León, and N. Moreno-Alfonso, "*Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, pp. 1002-1016, 2006.
- [Car-13] R. Cardenas, R. Peña, S. Alepuz, and G. Asher, "*Overview of control systems for the operation of DFIGs in wind energy applications*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, pp. 2776-2798, 2013.
- [Cha-14] S. Chauhan, M. Sameeullah, and R. Dahiya, "*Maximum Power Point Tracking scheme for variable speed wind generator*", in IEEE 6th India International Conference on, 2014, pp. 1-5.
- [Che-10] N. Cherfia, "*Conversion d'énergie produite par des générateurs éoliens*", Mémoire de magester, Université Mentouri de Constantine, 2010.
- [Che-11] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani, and A. Recioui, "*A contribution in the actualization of wind map of Algeria*", Renewable and sustainable energy reviews, vol. 15, pp. 993-1002, 2011.
- [Chi-06] M. Chinchilla, S. Arnaltes, and J. C. Burgos, "*Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid*", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, pp. 130-135, 2006.
- [Con-07] J. Conroy and R. Watson, "*Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator*", IET Renewable Power Generation, vol. 1, pp. 182-189, 2007.
- [Con-08] J. F. Conroy and R. Watson, "*Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation*", IEEE transactions on power systems, vol. 23, pp. 649-656, 2008.
- [CREG-15] Commission de Régulation de l'Electricité et de GaZ, "CREG | Programme national de développement des énergies renouvelables 2015-2030", tech. rep., october 2015. Accessed on February 2020. [online] Available: <https://www.creg.dz/index.php/component/content/article/58-creg/223-le-programme-national-enr>.
- [Daa-18] N. H. DAAOU, "L'énergie éolienne en Algérie", Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER, Bulletin des Energies Renouvelables N°46-2018.
- [Dat-03] R. Datta and V. Ranganathan, "*A method of tracking the peak power points for a variable speed wind energy conversion system*", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 18, pp. 163-168, 2003.
- [Di-11] A. Di Gerlando, G. Foglia, M. F. Iacchetti, and R. Perini, "*Analysis and test of diode rectifier solutions in grid-connected wind energy conversion systems employing modular permanent-magnet synchronous generators*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 59, pp. 2135-2146, 2011.
- [Dix-05] J. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez, and R. Domke, "*Reactive power compensation technologies: State-of-the-art review*", Proceedings of the IEEE, vol. 93, pp. 2144-2164, 2005.

- [Dja-11] M. Djamai and N. K. Merzouk, "*Wind farm feasibility study and site selection in Adrar, Algeria*", Energy Procedia, vol. 6, pp. 136-142, 2011.
- [Dou-16] M. h. Doumi, A. G. Aissaoui, A. Tahour, M. Abid, and K. Tahir, "*Nonlinear integral backstepping control of wind energy conversion system based on a Double-Fed Induction Generator*", Przegląd Elektrotechniczny, vol. 92, pp. 130-135, 2016.
- [Dua-09] Y. Duan and R. G. Harley, "*Present and future trends in wind turbine generator designs*", in IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, 2009, pp. 1-6.
- [Dyb-09] M. Dybkowski and T. Orłowska-Kowalska, "*Self-tuning adaptive sensorless induction motor drive with the stator current-based MRAS speed estimator*", in IEEE EUROCON, 2009, pp. 804-810.
- [Ede-03] W. Edelstein, C. Walcek, D. Cox, and L. C. Davis, "*Wind energy*", A Report Prepared for the Panel on Public Affairs (POPA), American Physical Society, 2003.
- [Elh-19] Elharzli. [online] Available: <http://www.elharzli.com/MS.php>, Accessed on jun 2019.
- [Elk-11] M. Elkhalil, "*Modélisation, observation et commande: une approche multimodèle*", Thèse de Doctorat, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Gabès-Tunisie et Université de Caen Basse-Normandie-France, 2011.
- [Elm-16] M. Elmorshedy, S. Allam, and E. M. Rashad, "*Performance analysis and control of a stand-alone wind-driven PMSG including unbalanced conditions*", in International Conference on Electrical Machines (ICEM), 2016, pp. 1145-1151.
- [Env-19] Enviroware. [online] Available: [www.enviroware.com](http://www.enviroware.com), Accessed on January 2019.
- [Erl-05] I. Erlich and U. Bachmann, "*Grid code requirements concerning connection and operation of wind turbines in Germany*", in IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, 2005, pp. 1253-1257.
- [Err-15] Y. Errami, M. Ouassaid, M. Cherkaoui, and M. Maaroufi, "*Maximum power point tracking control based on a nonlinear backstepping approach for a permanent magnet synchronous generator wind energy conversion system connected to a utility grid*", Energy Technology, vol. 3, pp. 743-757, 2015.
- [Fer-11] J. Ferreira, I. Machado, E. Watanabe, and L. Rolim, "*Wind power system based on squirrel cage induction generator*", in XI Brazilian Power Electronics Conference, 2011, pp. 943-948.
- [Feu-78] A. Feuer and A. Morse, "*Adaptive control of single-input, single-output linear systems*", IEEE Transactions on Automatic Control, vol. 23, pp. 557-569, 1978.
- [Fla-08] P. S. Flannery and G. Venkataramanan, "*A fault tolerant doubly fed induction generator wind turbine using a parallel grid side rectifier and series grid side converter*", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 23, pp. 1126-1135, 2008.
- [Gen-10] H. Geng, D. Xu, B. Wu, and G. Yang, "*Active damping for PMSG-based WECS with DC-link current estimation*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, pp. 1110-1119, 2010.

- [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, 2011.
- [Gom-05] C. Gombert, "*Simulation temps-réel des dispositifs d'électronique de puissance dédiés aux réseaux d'énergie électrique*", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2005.
- [Gov-18] C. V. Govinda, S. V. Udhay, C. Rani, Y. Wang, and K. Busawon, "A Review on Various MPPT Techniques for Wind Energy Conversion System", in 2018 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC), pp. 310-326.
- [Gue-11] L. Guessas and K. Benmahammed, "*Adaptive backstepping and PID optimized by genetic algorithm in control of Chaotic*", International Journal of Innovative Computing, Information and Control, vol. 7, pp. 5299-5312, 2011.
- [Gue-12] M. L. Guessas, "*Backstepping Backstepping adaptatif pour le contrôle la poursuite et la synchronisation des systèmes dynamiques non linéaires chaotiques*", Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider de Biskra, 2012.
- [GWEC-19.a] Global Wind Energy Council, "GWEC | Global Wind Report 2018", tech. rep., April 2019. Accessed on February 2020. [online] Available: <https://gwec.net/global-wind-report-2018>.
- [GWEC-19.b] Global Wind Energy Council, "GWEC | Global wind market development - Supply side data 2018", tech. rep., April 2019. Accessed on February 2020. [online] Available: <https://gwec.net/gwec-1-in-5-wind-turbines-are-installed-by-vestas-according-to-new-market-intelligence-report/>.
- [Haf-18] D. N. Hafida, "*L'énergie éolienne en Algérie*", Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER, Bulletin des Energies Renouvelables N°46-2018.
- [Ham-12] M. A. Hamida, A. Glumineau, and J. De Leon, "*Robust integral backstepping control for sensorless IPM synchronous motor controller*", Journal of the Franklin Institute, vol. 349, pp. 1734-1757, 2012.
- [Ham-13] S. Hamecha, "*Etude et commande d'une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents*", Mémoire de Magistère, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou(Algérie), 2013.
- [Ham-90] R. Hammouche, "*Atlas vent de l'Algérie/ONM*", Algiers: Office des publications Universitaires (OPU), Alger, 1990.
- [Haq-08] M. E. Haque, M. Negnevitsky, and K. M. Muttaqi, "*A novel control strategy for a variable speed wind turbine with a permanent magnet synchronous generator*", in IEEE industry applications society annual meeting, 2008, pp. 1-8.
- [Hau-13] E. Hau, "*Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics*", Springer Science & Business Media, 2013.
- [Hei-14] S. Heier, "*Grid integration of wind energy: onshore and offshore conversion systems*", John Wiley & Sons, 2014.
- [Hor-18] M. Horch, "*Contribution à l'observation et la commande non linéaire d'actionneur électrique asynchrone sans capteur mécanique*", These de Doctorat, Université Aboubakr Belkaïd de Tlemcen, 2018.



- [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.
- [How-16] A. M. Howlader and T. Senjyu, "*A comprehensive review of low voltage ride through capability strategies for the wind energy conversion systems*", Renewable and sustainable energy reviews, vol. 56, pp. 643-658, 2016.
- [Hua-10] K. Huang, Y. Zhang, S. Huang, and L. Xiao, "*A MRAS method for sensorless vector control of induction motor based on instantaneous reactive power*", in 2010 International Conference on Electrical Machines and Systems, pp. 1396-1400.
- [Ibr-12] R. Ibrahim, M. Hamad, Y. Dessouky, and B. Williams, "*A review on recent low voltage ride-through solutions for PMSG wind turbine*", in International Symposium on Power Electronics Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2012, pp. 265-270.
- [Iea-18] International Energy Agency report, "*Data and statistics 2018*", Accessed on march 2019. [online] Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics>.
- [IEEE-09] C. IEEE, "IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", 2009.
- [IRENA-18] International Renewable Energy Agency, "IRENA | Renewable Energy Statistics 2018", tech. rep., March 2019. Accessed on February 2020. [online] Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>.
- [Jon-05] J. M. Jonkman and M. L. Buhl Jr, "Fast user's guide-updated august 2005", National Renewable Energy Lab. NREL, Golden, CO (United States), 2005.
- [Jov-04] M. R. Jovanovic and B. Bamieh, "*Architecture induced by distributed backstepping design*", in 43rd IEEE Conference on Decision and Control (CDC), 2004, pp. 3774-3779.
- [Kan-91] I. Kanellakopoulos, P. V. Kokotovic, and A. S. Morse, "*Systematic design of adaptive controllers for feedback linearizable systems*", in IEEE Transactions on Automatic Control, 1991, pp. 649-654.
- [Kar-10] P. Karuppanan and K. Mahapatra, "*PLL with PI, PID and fuzzy logic controllers based Shunt active power line conditioners*", in IEEE Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, India, 2010, pp. 1-6.
- [Ked-12] B. Kedjar and K. Al-Haddad, "*Optimal control of a grid connected variable speed wind energy conversion system based on squirrel cage induction generator*", in IECON 2012-38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, pp. 3560-3565.
- [Ken-12] F. Kendouli, "*Centrale eolienne et qualite de l'energie electrique*", Thèse de doctorat, Université Mentouri de Constantine, 2012.
- [Ken-12] K. Kendouci, "*Contribution à la commande sans capteur mécanique d'une machine synchrone à aimants permanents*", Thèse de doctorat. Université des Sciences et de la Technologie d'Oran USTO, 2012.
- [Ker-13] K. D. E. Kerrouche, A. Mezouar, and L. Boumedien, "*A simple and efficient maximized power control of DFIG variable speed wind turbine*", in Systems and Control (ICSC), 2013 3rd International Conference on, 2013, pp. 894-899.

- [Ker-14] K. D. E. Kerrouche, A. Mezouar, L. Boumediene, and K. Belgacem, "*Modeling and optimum power control based DFIG wind energy conversion system*", in IREE, 2014, pp. 174-185.
- [Ker-16.a] K. D. E. Kerrouche, "*Application des FACTS pour améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien raccordé aux réseaux électriques*", Thèse de Doctorat, Université Tahar Moulay de Saida, 2016.
- [Ker-16.b] K. D. Kerrouche, A. Mezouar, L. Boumediene, and A. Van den Bossche, "*Speed sensor-less and robust power control of grid-connected wind turbine driven doubly fed induction generators based on flux orientation*", The mediterranean journal of measurement and control, vol. 12, pp. 606-618, 2016.
- [Ker-16.c] K. D. Kerrouche, A. Mezouar, L. Boumediene, and A. Van den Bossche, "*Modeling and Lyapunov-Designed based on Adaptive Gain Sliding Mode Control for Wind Turbines*", Journal of Power Technologies, vol. 96, pp. 124–136, 2016.
- [Ker-18] K. D. E. Kerrouche, L. Wang, A. Van Den Bossche, A. Draou, A. Mezouar, and L. Boumediene, "*Dual robust control of grid-connected dfigs-based wind-turbine-systems under unbalanced grid voltage conditions*", Stability Control and Reliable Performance of Wind Turbines, p. 81, 2018.
- [Kha-08] M. R. Khadraoui and M. Elleuch, "*Comparison between optislip and fixed speed wind energy conversion systems*", in 5th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, 2008, pp. 1-6.
- [Khl-12] A. Khlaief, "*Contribution à la commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants permanents (MSAP)*", Thèse de Doctorat, Université d'Aix-Marseille, 2012.
- [Kok-89] P. V. Kokotovic and H. Sussmann, "*A positive real condition for global stabilization of nonlinear systems*", Systems & Control Letters, vol. 13, pp. 125-133, 1989.
- [Kou-06] E. Koutroulis and K. Kalaitzakis, "*Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, pp. 486-494, 2006.
- [Kum-16] D. Kumar and K. Chatterjee, "*A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems*", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 55, pp. 957-970, 2016.
- [Lab-06] F. Labrique, G. Segulier, and R. Bausiere, "*Les convertisseurs de l'électronique de puissance: La conversion continu-alternatif*", Technique et Documentation Lavoisier, 3ème éditions, Vol.1, Paris, France, 2006.
- [Lal-15] S. Lalouni, D. Rekioua, K. Idjdarene, and A. Tounzi, "*Maximum power point tracking based hybrid hill-climb search method applied to wind energy conversion system*", Electric Power Components and Systems, vol. 43, pp. 1028-1038, 2015.
- [Lav-05] N. Laverdure, "*Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires*", These de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble 2005.
- [Lee-10] S.-B. Lee, K.-B. Lee, D.-C. Lee, and J.-M. Kim, "*An improved control method for a DFIG in a wind turbine under an unbalanced grid voltage condition*", Journal of Electrical Engineering and Technology, vol. 5, pp. 614-622, 2010.
- [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-10] S. Li, T. A. Haskew, and L. Xu, "*Conventional and novel control designs for direct driven PMSG wind turbines*", *Electric Power Systems Research*, vol. 80, pp. 328-338, 2010.
- [Lin-15] R. M. Linus and P. Damodharan, "*Maximum power point tracking method using a modified perturb and observe algorithm for grid connected wind energy conversion systems*", *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, pp. 682-689, 2015.
- [Lis-11] M. Liserre, R. Cardenas, M. Molinas, and J. Rodriguez, "*Overview of multi-MW wind turbines and wind parks*", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 1081-1095, 2011.
- [Lop-07] J. Lopez, P. Sanchis, X. Roboam, and L. Marroyo, "*Dynamic behavior of the doubly fed induction generator during three-phase voltage dips*", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, pp. 709-717, 2007.
- [Lou-16] F. Louar, "*Modélisation et simulation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à base d'une machine synchrone à aimant permanent*", Thèse de Doctorat. Université Badji Mokhtar de Annaba, 2016.
- [Lou-16] M. Loucif, "*Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur*", These de Doctorat, Université Aboubakr Belkaïd de Tlemcen, 2016.
- [Mah-16] E. Mahersi and A. Khedher, "*Backstepping flux observer for nonlinear control of the direct-drive permanent magnet synchronous generator wind turbines*", *Wind Engineering*, vol. 40, pp. 540-554, 2016.
- [Mai-08] S. Maiti, C. Chakraborty, Y. Hori, and M. C. Ta, "*Model reference adaptive controller-based rotor resistance and speed estimation techniques for vector controlled induction motor drive utilizing reactive power*", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 594-601, 2008.
- [Mal-09] K. Malekian, A. Shirvani, U. Schmidt, and W. Schufft, "*Detailed modeling of wind power plants incorporating variable-speed synchronous generator*", in *IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, 2009, pp. 1-6.
- [Man-05] A. Manjock, "*Design codes fast and adams for load calculations of onshore wind turbines, 2005*", National Renewable Energy Laboratory (NREL): Golden, Colorado, USA, 2005.
- [Man-12] A. W. Manyonge, R. Ochieng, F. Onyango, and J. Shichikha, "*Mathematical modelling of wind turbine in a wind energy conversion system: Power coefficient analysis*", *Applied Mathematical Sciences*, vol. 6, pp. 4527-4536, 2012.
- [Mar-05] M. MARTY, "*Daniel DIXNEUF, Delphine Garcia GILABERT; Principes d'électrotechnique*", Dunod, Paris, 2005.
- [Mar-15] A. D. Martin, J. Cano, J. F. A. Silva, and J. R. Vazquez, "*Backstepping control of smart grid-connected distributed photovoltaic power supplies for telecom equipment*", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 30, pp. 1496-1504, 2015.
- [May-14] M. MAYOUF, "*Etude comparative des architectures et strategies de controle d'un aerogenerateur synchrone a aimants permanents*", Thèse de Doctorat, Université de Batna 2, 2014.
- [Meg-15] B. Meghni, "*Contribution à l'amélioration des performances d'une chaîne énergétique éolienne*", Thèse de doctorat. Université badji mokhtar de annaba, 2015.

- [Meh-11] F. Mehazzem, A. Nemmour, A. Reama, and H. Benalla, "*Nonlinear integral backstepping control for induction motors*", in International Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics and Electromotion, Joint Conference, 2011, pp. 331-336.
- [Mer-00] N. K. Merzouk, "*Wind energy potential of Algeria*", Renewable Energy, vol. 21, pp. 553-562, 2000.
- [Mer-06] N. K. Merzouk, "*Evaluation du gisement énergétique éolien-Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie*", Thèse de Doctorat. Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2006.
- [Mer-09] A. Meroufel, "*Contrôle de la machine asynchrone: Commande scalaire; Commande vectorielle; Commande directe du couple*", Cour d'électrotechnique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, 2009.
- [Mes-06] M. Messaadi, "*Commande backstepping appliquée à la machine synchrone à aimants permanents*", Mémoire de Magister, Université Mostefa Ben Boulaïd de Batna 2, 2006.
- [Mez-06] A. Mezouar, "*Décomposition et réduction de modèles des procédés électromécaniques: application aux machines synchrones et asynchrones*", Thèse de doctorat, Université El Djilali Liabès de Sidi Bel Abbès, 2006.
- [Mez-09] S. Meziane, "*Commandes adaptative et prédictive de la machine asynchrone*", Thèse de doctorat. Université Mentouri Constntine, 2009.
- [Mil-10] Y. Miloud and K. Hartani, "*Control strategy for three phase voltage source PWM rectifier based on the space vector modulation*", Advances in Electrical and Computer Engineering, vol. 10, pp. 61-65, 2010.
- [Mir-07] A. Mirecki, X. Roboam, and F. Richardeau, "*Architecture complexity and energy efficiency of small wind turbines*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 54, pp. 660-670, 2007.
- [Moh-18] C. Mohssine, "*A Comparative Study of PI, RST and ADRC Control Strategies of a Doubly Fed Induction Generator Based Wind Energy Conversion System*", International journal of renewable energy research (IJRER), vol. 8, pp. 964-973, 2018.
- [Mol-09] M. Molinas, J. A. Suul, and T. Undeland, "*Extending the life of gear box in wind generators by smoothing transient torque with STATCOM*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, pp. 476-484, 2009.
- [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.
- [Nas-14] M. Nasiri, J. Milimonfared, and S. Fathi, "*Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines*", Energy Conversion and Management, vol. 86, pp. 892-900, 2014.
- [Nas-15] M. Nasiri, J. Milimonfared, and S. Fathi, "*A review of low-voltage ride-through enhancement methods for permanent magnet synchronous generator based wind turbines*", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 47, pp. 399-415, 2015.
- [Nas-16] M. Nasiri and R. Mohammadi, "*Peak current limitation for grid side inverter by limited active power in PMSG-based wind turbines during different grid faults*", IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 8, pp. 3-12, 2016.

- [Ned-18] H. D. Nedjari, S. K. Haddouche, A. Balehouane, and O. Guerri, "*Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives*", Energy, vol. 147, pp. 1240-1255, 2018.
- [Oua-11] G. Ouahiba, "*L'Énergie Éolienne en Algérie: Un bref aperçu*", Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER, Bulletin des Energies Renouvelables N°21-2011.
- [Oua-14] G. Ouahiba, "*L'Énergie Éolienne en Algérie: Un bref aperçu*", Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER, Bulletin des Énergies Renouvelables N°33-2014.
- [Pap-01] S. A. Papathanassiou and M. P. Papadopoulos, "*Mechanical stresses in fixed-speed wind turbines due to network disturbances*", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 16, pp. 361-367, 2001.
- [Pen-10] L. Peng, "*Reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension*", Thèse de Doctorat, Ecole centrale de Lille, 2010.
- [Piw-10] R. Piwko, N. Miller, R. Girad, J. MacDowell, K. Clark, and A. Murdoch, "*Generator fault tolerance and grid codes*", IEEE Power and Energy Magazine, vol. 8, pp. 18-26, 2010.
- [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.
- [Ram-10] D. Ramirez, S. Martinez, C. A. Platero, F. Blazquez, and R. M. De Castro, "*Low-voltage ride-through capability for wind generators based on dynamic voltage restorers*", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 26, pp. 195-203, 2010.
- [REN-18] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, "REN21 | Renewables 2018 global status report", tech. rep., 2019. Accessed on February 2020. [online] Available: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>.
- [Roc-10] A. Rockhill, M. Liserre, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "*Grid-filter design for a multimegawatt medium-voltage voltage-source inverter*", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, pp. 1205-1217, 2010.
- [Roy-16] T. Roy, M. Mahmud, A. Oo, and M. Haque, "*Robust nonlinear adaptive backstepping controller design for three-phase grid-connected solar photovoltaic systems with unknown parameters*", in IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016, pp. 1-5.
- [Sai-16] Y. Saidi and A. Abbas, "*Modélisation et contrôle d'un système éolien à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents*", Mémoire de Master. Université Dr. Tahar Moulay de Saïda, 2016.
- [Sai-17.a] Y. Saidi, A. Mezouar, M. Yahia. "*Modeling and control of a wind energy conversion system based on a PMSG*", Presented at the 2nd Algerian Multi-Conf. on Comp., Elec. and Electro. Eng., Algiers, Algeria, 1-5, 2017.
- [Sai-17.b] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud. "*Analyse dynamique d'une système éolienne à vitesse variable basée sur un GSAP lors d'un creux de tension du réseau*", La première journée d'étude sur L'Electrotechnique JEE'17, Taher Moulay University of Saida, 2017
- [Sai-18.a] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud, M. A. Benmahdjoub, and M. Yahiaoui, "*Design of a Maximum Power Tracking Control Strategys for PMSG Wind Turbine Applications*", La Première Conference Nationale sur l'Electrotechnique et les Energies Renouvelables CNEER'18, Saida (Algerie), 2018.

- [Sai-18.b] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud, and M. A. Benmahdjoub, "A Robust Control Strategy for Three Phase Voltage  $t$  Source PWM Rectifier Connected to a PMSG Wind Energy Conversion System", in International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), 2018, pp. 1-6.
- [Sai-18-c] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud, MA. Benmahdjoub, "Speed Sensor-less Control for Three Phase Voltage Source PWM Rectifier Connected to a PMSG Variable Speed Wind Turbine", Presented at the 2nd International Conference on Artificial Intelligence in Renewable Energetic, ESC-Koléa, Tipasa, Algeria, 2018.
- [Sai-19.a] Y. Saidi, A. Mezouar, and Y. Miloud, "Comportement dynamique d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents en cas de creux de tension du réseau électrique", Rev. Roum. Sci. Techn.–Électrotechn. et Énerg. , vol. 64, pp. 331–339, 2019.
- [Sai-19.b] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud, M. A. Benmahdjoub, and M. Yahiaoui, "Modeling and Comparative Study of Speed Sensor and Sensor-less based on TSR-MPPT Method for PMSG-WT Applications", International Journal of Energetica, vol. 3, pp. 6-12, 2019.
- [Sai-19.c] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud, M. Yahiaoui, and M. A. Benmahdjoub, "Modeling and Adaptive Power Control-Designed based on Tip Speed Ratio method for Wind Turbines", Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), vol. 6, pp. 40-46, 2019.
- [Sai-19.d] 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, pp. 1-14, 2019.
- [Sai-20] Y. Saidi, A. Mezouar, Y. Miloud, B. Brahmi, K. D. E. Kerrouche, 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.
- [Sal-19] M. Salah, A. Al-Jarrah, E. Tatlicioglu, and S. Banihani, "Robust Backstepping Control for a Four-Bar Linkage Mechanism Driven by a DC Motor", Journal of Intelligent & Robotic Systems, vol. 94, pp. 327-338, 2019.
- [Sch-92] C. Schauder, "Adaptive speed identification for vector control of induction motors without rotational transducers", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 28, pp. 1054-1061, 1992.
- [Ser-13] H. Serhoud and D. Benattous, "Simulation of grid connection and maximum power point tracking control of brushless doubly-fed generator in wind power system", Frontiers in Energy, vol. 7, pp. 380-387, 2013.
- [Sha-12] R. Sharma, T. W. Rasmussen, and B. B. Jensen, "Application of a synchronous generator with a boost converter in wind turbines: an experimental overview", IET Renewable Power Generation, vol. 6, pp. 414-423, 2012.
- [Shi-08] W. Shi, H. Liang, and J. Jiang, "Analysis and implementation of instantaneous current control for multiple boost converter in WECS", in IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2008, pp. 1490-1495.
- [Sin-10] M. Singh, "Adaptive network-based fuzzy inference systems for sensorless control of PMSG based wind turbine with power quality improvement features", Thèse de doctorat, École de technologie supérieure, Université du Québec 2010.

- [Sin-12] B. Singh, "Introduction to FACTS controllers in wind power farms: A technological review", *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 2, pp. 166-212, 2012.
- [Sti-08] M. Stiebler, "Wind energy systems for electric power generation", Springer Science & Business Media, 2008.
- [Tah-16] K. Tahir, C. Belfedal, T. Allaoui, and G. Champenois, "A new control strategy of WFSG-based wind turbine to enhance the LVRT capability", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 79, pp. 172-187, 2016.
- [Tah-17] K. Tahir, "Commande d'une machine synchrone destinée à l'énergie éolienne", These de Doctorat, Université Ibn Khaldoun de Tiaret, 2017.
- [Tan-00] Y. Tan, J. Chang, H. Tan, and J. Hu, "Integral backstepping control and experimental implementation for motion system", in *IEEE International Conference on Control Applications. Conference Proceedings*, 2000, pp. 367-372.
- [Tan-04] K. Tan and S. Islam, "Optimum control strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, pp. 392-399, 2004.
- [Tar-12] G. Tarchała, T. Orłowska-Kowalska, and M. Dybkowski, "MRAS-type speed and flux estimator with additional adaptation mechanism for the induction motor drive", *Trans. Electrical Eng.*, vol. 1, pp. 7-12, 2012.
- [The-09] A. K. Thet and H. Saitoh, "Pitch control for improving the low-voltage ride-through of wind farm", in *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, 2009, pp. 1-4.
- [Tra-08] D. Traore, "Commande non linéaire sans capteur de la machine asynchrone", Thèse de Doctorat de l'école Centrale de Nantes, France, 2008.
- [Tsi-89] J. Tsiniias, "Sufficient Lyapunov-like conditions for stabilization", *Mathematics of control, Signals and Systems*, vol. 2, pp. 343-357, 1989.
- [Ver-98] P. Verdelho and G. D. Marques, "DC voltage control and stability analysis of PWM-voltage-type reversible rectifiers", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 45, pp. 263-273, 1998.
- [Wai-19] R.-J. Wai and Y. Yang, "Design of Backstepping Direct Power Control for Three-Phase PWM Rectifier", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, pp. 3160-3173, 2019.
- [Wan-10] W. Wang, B. Ge, D. Bi, M. Qin, and W. Liu, "Energy storage based LVRT and stabilizing power control for direct-drive wind power system", in *International Conference on Power System Technology*, 2010, pp. 1-6.
- [Wan-11] J. Wang, D. Xu, B. Wu, and Z. Luo, "A low-cost rectifier topology for variable-speed high-power PMSG wind turbines", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 2192-2200, 2011.
- [Wan-18] L. Wang, K. D. E. Kerrouche, A. Mezouar, A. Van Den Bossche, A. Draou, and L. Boumediene, "Feasibility study of wind farm grid-connected project in Algeria under grid fault conditions using d-facts devices", *Applied Sciences*, vol. 8, p. 2250, 2018.
- [Wan-18] W. Wang, B. Xie, Z. Zuo, and H. Fan, "Adaptive Backstepping Control of Uncertain Gear Transmission Servosystems With Asymmetric Dead-Zone Nonlinearity", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, pp. 3752-3762, 2018.

- [Wu-11] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, "Power conversion and control of wind energy systems", Vol. 76: John Wiley & Sons, 2011.
- [Xia-11.a] Y. Xia, J. Fletcher, S. Finney, K. Ahmed, and B. Williams, "*Torque ripple analysis and reduction for wind energy conversion systems using uncontrolled rectifier and boost converter*", IET Renewable Power Generation, vol. 5, pp. 377-386, 2011.
- [Xia-11.b] Y. Xia, K. H. Ahmed, and B. W. Williams, "*Different torque ripple reduction methods for wind energy conversion systems using diode rectifier and boost converter*", in IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), 2011, pp. 729-734.
- [Xin-13] W. Xin, C. Mingfeng, Q. Li, C. Lulu, and Q. Bin, "*Control of direct-drive permanent-magnet wind power system grid-connected using back-to-back PWM converter*", in International Conference on Intelligent System Design and Engineering Applications, 2013, pp. 478-481.
- [Xu-06] L. Xu and P. Cartwright, "*Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation*", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, pp. 750-758, 2006.
- [Xu-11] Z. Xu, R. Li, H. Zhu, D. Xu, and C. Zhang, "*Control of parallel multiple converters for direct-drive permanent-magnet wind power generation systems*", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, pp. 1259-1270, 2011.
- [Yan-12] X. Yang, D. Patterson, and J. Hudgins, "*Permanent magnet generator design and control for large wind turbines*", in IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, 2012, pp. 1-5.
- [Yan-13] X. Yang, L. Li, and F. Jiang, "*A control strategy combining sliding mode controller with crowbar circuit for low voltage ride through of direct-drive wind power system*", IET renewable power generation conference, 2013.
- [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, pp. 740-788, 2015.
- [Yar-16] V. Yaramasu and B. Wu, "Model predictive control of wind energy conversion systems", John Wiley & Sons, 2016.
- [Yoo-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.
- [You-19] A. 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.
- [Yu-15] K. N. Yu and C. K. Liao, "*Applying novel fractional order incremental conductance algorithm to design and study the maximum power tracking of small wind power systems*", Journal of applied research and technology, vol. 13, pp. 238-244, 2015.
- [Zai-14] A. Zaimi, "*Optimisation de la commande d'une éolienne à base de machine synchrone à aimant permanent*", Mémoire d'Ingénieur, Conservatoire National des Arts et Métiers Centre du Maroc, 2014.
- [Zen-07] X. Zeng, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "*Design and comparison of full-size converters for large variable-speed wind turbines*", in European Conference on Power Electronics and Applications, 2007, pp. 1-10.



- [Zho-09] Y. Zhou, P. Bauer, J. A. Ferreira, and J. Pierik, "*Operation of grid-connected DFIG under unbalanced grid voltage condition*", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 24, pp. 240-246, 2009.

## ANNEXE A : Modèle énergétique de la turbine (chapitre 2)

### A.1. Modèle du vent

- **Le vent en échelons (Step Wind Wpeed)**

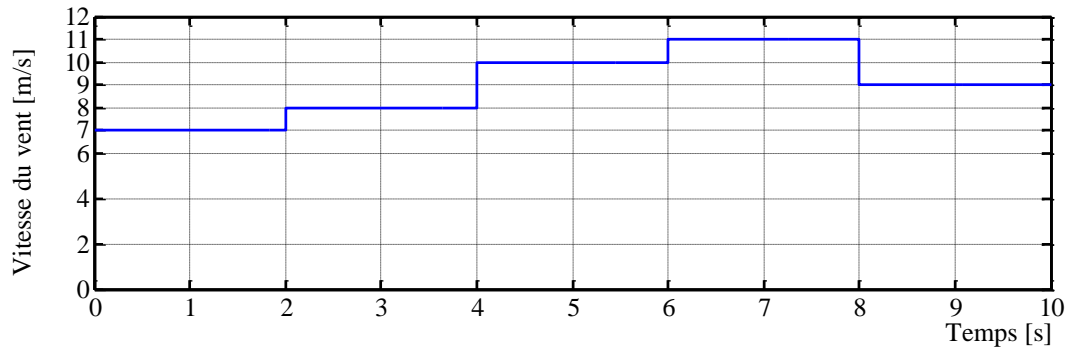


Figure A. 1 : Profil de la vitesse du vent en utilisant le modèle en échelons (Step Wind Speed).

- **Le vent a une allure sinusoïdale (Periodic Wind)**

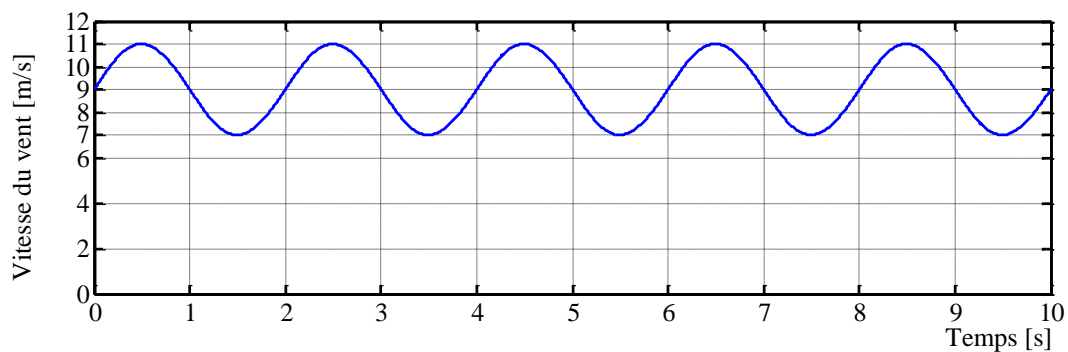


Figure A. 2 : Profil de la vitesse du vent en utilisant le modèle à une allure sinusoïdale (periodic wind).

- **Profil de la vitesse du vent en utilisant le modèle de FAST**

On considère pour la surface balayée par le rotor de l'éolienne une répartition uniforme du vent. Cela consiste à considérer un vent équivalent à un point fixe.

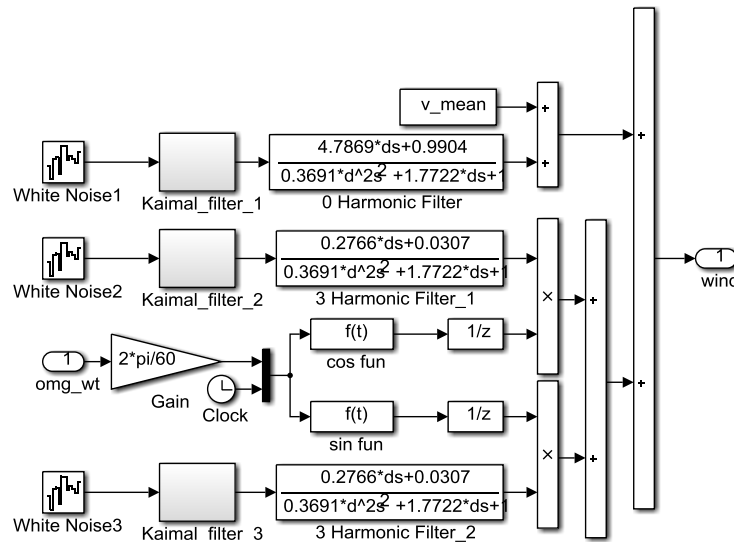


Figure A. 3 : Implémentation en Simulink du modèle du vent.

En effet, ce concept sera utilisé dans les équations de la modélisation de la turbine précédemment identifiées au chapitre II. Ces équations nous permettent de calculer en moyenne le couple effectivement exercé par la turbine. Dans ce contexte, on a utilisé le modèle de vent développé par le Laboratoire de NREL basé sur le filtre de *Kaimal* [Ker-16.a], dont l'implémentation en Simulink est présentée dans la Figure A. 3.

## A.2. Formulation mathématique du modèle de turbine

Sous accélération constante  $a$ , l'énergie cinétique  $E$  d'un objet de masse  $m$  et de vitesse  $v$  est égale au travail effectué  $W$  lors du déplacement de cet objet du repos à une distance  $d$  sous une force  $F$ , c'est-à-dire  $E = W = Fd$ .

Selon la deuxième loi du mouvement de Newton :

$$F = ma \quad (\text{A. 1})$$

Ainsi, l'énergie cinétique devient :

$$E = mad \quad (\text{A. 2})$$

De la cinématique du mouvement d'un solide,

$$v^2 = u^2 + 2ad,$$

où  $u$  est la vitesse initiale de l'objet.

Cela implique que :

$$a = \frac{v^2 - u^2}{2ad}.$$

En supposant que la vitesse initiale de l'objet est zéro, nous aurons :

$$a = \frac{v^2}{2d}.$$

De l'équation (A. 2), nous aurons donc :

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (\text{A. 3})$$

L'énergie cinétique (en joules), dans l'air de masse  $m$  se déplaçant avec la vitesse de vent  $V$ , peut être calculée à l'aide de l'équation (A. 3) ci-dessus. La puissance  $P$  dans le vent est donnée par le taux de changement d'énergie cinétique, c'est-à-dire :

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} V^2 \quad (\text{A. 4})$$

Mais le débit massique  $\frac{dm}{dt}$  est donné par  $\frac{dm}{dt} = \rho SV$  où  $S$  est la surface parcourue par le vent et  $\rho$  est la densité de l'air.

Avec cette expression, l'équation (A. 4) devient :

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (\text{A. 5})$$

La puissance aérodynamique  $P_{aer}$  extraite par les pales du rotor est la différence entre les forces éoliennes amont et aval :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} \rho S V (V_1 - V_2)^2 \quad (\text{A. 6})$$

Ces deux vitesses donnent lieu au rapport de vitesse en bout de pale. Maintenant, à partir du débit massique, nous pouvons écrire :

$$\rho S V = \rho S \frac{V_1 - V_2}{2} \quad (\text{A. 7})$$

$V$  étant la moyenne des vitesses à l'entrée et à la sortie des aubes du rotor de la turbine. Avec cette expression, l'équation (A. 6) devient :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} \rho S (V_1 - V_2)^2 \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{A. 8})$$

L'équation (A. 8) peut-être simplifié comme suit:

$$\begin{aligned} P_{aer} &= \frac{1}{2} \left[ \rho S \left\{ \frac{V_1}{2} (V_1^2 - V_2^2) + \frac{V_2}{2} (V_1^2 - V_2^2) \right\} \right] \\ &= \frac{1}{2} \left[ \rho S \left\{ \frac{V_1^3}{2} - \frac{V_1 V_2^2}{2} + \frac{V_2 V_1^2}{2} - \frac{V_2^3}{2} \right\} \right] \\ &= \frac{1}{2} \left[ \rho S V_1^3 \left\{ \frac{1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right) - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^3}{2} \right\} \right] \end{aligned} \quad (\text{A. 9})$$

Donc :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} \rho S V_1^3 C_p \quad (\text{A. 10})$$

Avec :

$$C_p = \frac{1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right) - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^3}{2} \quad (\text{A. 11})$$

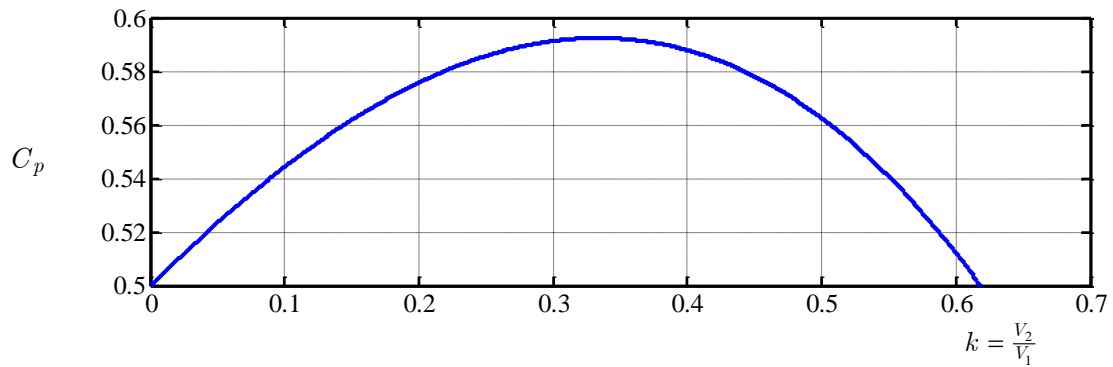
Si on pose:

$$k = \frac{V_2}{V_1}$$

L'expression de  $C_p$  est représenté par l'expression suivante :

$$\begin{aligned} C_p &= \frac{1 - k^2 + k - k^3}{2} \\ &= \frac{(1 + k)(1 - k^2)}{2} \end{aligned} \quad (\text{A. 12})$$

En traçant le ratio des puissances  $C_p$  en fonction du ratio des vitesses  $k$ , nous obtenons l'allure présentée dans la Figure A. 4. Ce ratio présente un maximum, c'est la limite de Betz. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est spécifiée par son propre coefficient de puissance  $C_p$  exprimé en fonction de la vitesse relative montrant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pâles de l'éolienne et la vitesse du vent.



**Figure A. 4 :** Le coefficient de puissance.

## **ANNEXE B : Etat de l'art sur les techniques utilisées (chapitre 2-3)**

### **B.1. Rappel sur le Back-Stepping**

Dans cette section, nous allons présenter les techniques de l'automatique utilisées dans le cadre de cette thèse. On parle alors de système asservi ou régulé qui doit répondre aux objectifs de l'étude. En effet, nous allons illustrer les notions d'automatique utilisées dans cette thèse et les différentes techniques de commandes utilisées, tel que la commande des systèmes non-linéaires comme la commande par backstepping.

Cette commande est basée sur la décomposition du système entier de commande, qui est généralement multi-variable et d'ordre élevé en une cascade de sous systèmes de commande du premier ordre. Pour chaque sous système, une loi de commande dite « virtuelle » est calculée. Cette dernière servira comme référence pour le sous-système suivant jusqu'à l'obtention de la loi de commande pour le système complet. Par ailleurs, cette technique a l'avantage de conserver les non linéarités utiles pour la performance et la robustesse de la commande, contrairement aux méthodes de linéarisation. La détermination des lois de commande qui découle de cette approche est basée sur l'emploi des fonctions de stabilité de Lyapunov.

L'analyse de la stabilité dans le cadre de l'utilisation du Backstepping constitue un outil très puissant pour tester et assurer des conditions suffisantes à la stabilité des systèmes dynamiques, sans avoir à résoudre explicitement les équations différentielles les décrivant. La fonction de Lyapunov représente l'énergie de signe défini, dont la dérivée temporelle est semi définie et de signe opposé dans le même domaine.

#### ***Historique de la commande par la méthode backstepping***

La technique de backstepping a été développée par *Kanellakopoulos et al.* (1991) [Kan-91]. Elle est inspirée des travaux de *Feurer Morse* (1978) [Feu-78] d'une part et *Tsinias* (1989) [Tsi-89] et *Kokotovic Sussmann* (1989) [Kok-89] d'autre part. Elle offre une méthode systématique pour synthétiser un contrôleur pour les systèmes non linéaires. Le mot backstepping est particulièrement justifié par le processus récursif intrinsèque à la synthèse. Il permet d'effectuer une synthèse constructive d'une loi de commande pour les systèmes non linéaires en adoptant la théorie de Lyapunov [Elk-11]. L'idée consiste à choisir une fonction de Lyapunov définie positive et que sa dérivée soit toujours négative.

#### ***Méthode récursive de conception de backstepping***

Cette méthode s'applique aux systèmes ayant une forme dite triangulaire, telle que l'indique la représentation d'état suivante :

$$\begin{aligned}
\dot{x}_1 &= f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 \\
\dot{x}_2 &= f_2(x_1, x_2) + g_1(x_1, x_2)x_3 \\
&\vdots \\
\dot{x}_n &= f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n)u
\end{aligned} \tag{B. 1}$$

Avec  $x = [x_1, x_2 \dots x_n]^T \in \mathfrak{R}^n$ ,  $u \in \mathfrak{R}$

On désire faire suivre à la sortie  $y = x$  le signal de référence  $y_{ref}$  supposée connue. Le système étant d'ordre  $n$ , la conception s'effectue en  $n$  étapes.

#### a. 1<sup>ère</sup> étape - Calcul de la première commande virtuelle

On commence par la première équation du système (B.1) où  $x_2$  sera considérée comme une commande virtuelle intermédiaire. On définit la première référence désirée du sous-système  $x_1$  qui doit suivre la référence définie  $y_{ref}$  tel que:

$$(x_1)_d \stackrel{\Delta}{=} y_{ref} = \alpha_0 \tag{B. 2}$$

Où  $(x_1)_d$  est l'état désiré.

La première variable de l'erreur du sous-système est défini par :

$$e_1 = x_1 - \alpha_0 \tag{B. 3}$$

Et :

$$e_1 = f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 - \dot{\alpha}_0 \tag{B. 4}$$

Pour un tel sous-système, nous construisons d'abord la fonction de Lyapunov  $V_1$  sous une forme quadratique :

$$V_1 = \frac{1}{2} e_1^2 \tag{B. 5}$$

Sa dérivée temporelle est donnée par :

$$\begin{aligned}
\dot{V}_1 &= e_1 \dot{e}_1 \\
\dot{V}_1 &= e_1 [f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 - \dot{\alpha}_0]
\end{aligned} \tag{B. 6}$$

Afin d'assurer la stabilité du sous-système au sens de Lyapunov, il faut que  $\dot{V}_1$  soit négative. Pour cela, on la choisit sous la forme :

$$\dot{V}_1 = -k_1 e_1^2 \leq 0 \tag{B. 7}$$

Où  $k_1 > 0$  est un paramètre de conception.

En substituant (B. 7) dans (B. 6), on trouve :

$$\dot{V}_1 = e_1 [f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 - \dot{\alpha}_0] = -k_1 e_1^2 \quad (\text{B. 8})$$

Cela donne la commande virtuelle  $x_2$  :

$$x_2 = \frac{1}{g_0(x_1)} [-k_1 e_1 + \dot{\alpha}_0 - f_1(x_1)] \quad (\text{B. 9})$$

D'où la stabilité asymptotique à l'origine.

Cette dernière sera la nouvelle référence désirée  $x_{2ref}$  du système qui suit.

### **b. 2<sup>ème</sup> étape - Calcul de la deuxième commande virtuelle**

On considère les deux premières équations du système définie en (B.1)

$$\begin{aligned} \dot{x}_1 &= f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 \\ \dot{x}_2 &= f_2(x_1, x_2) + g_0(x_1, x_2)x_3 \end{aligned}$$

Où la nouvelle référence désirée  $\alpha_1$  sera la variable de commande pour le sous-système précédent

$x_{2ref}$  tel que :

$$x_{2ref} \stackrel{\Delta}{=} \alpha_1 \quad (\text{B. 10})$$

Et la nouvelle variable de l'erreur :

$$e_2 = x_2 - \alpha_1 \quad (\text{B. 11})$$

De la même manière, on définit la fonction de Lyapunov pour assurer la stabilité du sous-système suivant :

$$\dot{x}_2 = f_2(x_1, x_2) + g_2(x_1, x_2)x_3 \quad (\text{B. 12})$$

Les fonctions  $f_1$  et  $g_1$  dépendent forcément des états précédents du sous-système définie par :

$$\dot{x}_1 = f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2$$

On choisit comme fonction de Lyapunov étendue pour le sous-système (B.12) :

$$\begin{aligned} V_2 &= V_1 + \frac{1}{2} e_2^2 \\ V_2 &= \frac{1}{2} [e_1^2 + e_2^2] \end{aligned} \quad (\text{B. 13})$$

Cette dernière a pour dérivée :

$$\begin{aligned} \dot{V}_2 &= \dot{V}_1 + e_2 \dot{e}_2 \\ \dot{V}_2 &= -k_1 e_1^2 + e_2 [f_2(x_1, x_2) + g_1(x_1, x_2)x_3 - \dot{\alpha}_1] \end{aligned} \quad (\text{B. 14})$$

Afin d'assurer la stabilité du sous-système au sens de Lyapunov, il faut que  $\dot{V}_2$  soit négative. Pour

cela, on choisit  $\dot{V}_2$  sous la forme :



$$\dot{V}_2 = -k_1 e_1^2 - k_2 e_2^2 \leq 0 \quad (\text{B. 15})$$

Où  $k_2 > 0$  est un paramètre de conception.

En substituant (B.15) dans (B.14), on trouve :

$$\dot{V}_2 = -k_1 e_1^2 + e_2 [f_2(x_1, x_2) + g_1(x_1, x_2)x_3 - \dot{\alpha}_1] = -k_1 e_1^2 - k_2 e_2^2 \quad (\text{B. 16})$$

Cela donne la commande virtuelle  $x_3$  :

$$x_3 = \frac{1}{g_1(x_1, x_2)} [-k_2 e_2 + \dot{\alpha}_1 - f_2(x_1, x_2)] \quad (\text{B. 17})$$

Avec :

$$\dot{\alpha}_1 = \frac{\partial \alpha_1}{\partial x_1} = \frac{g_0(x_1) [-k_1 \dot{e}_1 + \ddot{\alpha}_0 - \dot{f}_1(x_1)] - [-k_1 e_1 + \dot{\alpha}_0 - f_1(x_1)] \dot{g}_0(x_1)}{g_0^2(x_1)} \quad (\text{B. 18})$$

Cette dernière sera la nouvelle référence désirée  $x_{3ref}$  du sous-système qui suit.

On pose  $x_{3ref} \stackrel{\Delta}{=} \alpha_2$  et on continue jusqu'à la dernière expression du sous-système (B. 1), où on atteindra le calcul de la loi de commande réelle ou finale.

### c. La $n^{ième}$ étape - Calcul de la loi de commande finale

Le système (B.1) est maintenant considéré dans sa globalité. De la même façon, pour cette étape la référence à suivre sera :

$$(x_n)_d \stackrel{\Delta}{=} \alpha_{n-1} \quad (\text{B. 19})$$

La variable de l'erreur de régulation :

$$e_n = x_n - \alpha_{n-1} \quad (\text{B. 20})$$

Sa dérivée est :

$$\begin{aligned} \dot{e}_n &= \dot{x}_n - \dot{\alpha}_{n-1} \\ \dot{e}_n &= f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n)u - \dot{\alpha}_{n-1} \end{aligned} \quad (\text{B. 21})$$

Avec comme fonction de Lyapunov étendue :

$$\begin{aligned} V_n &= V_1 + \dots + \frac{1}{2} e_n^2 \\ V_n &= \frac{1}{2} [e_1^2 + \dots + e_n^2] \end{aligned} \quad (\text{B. 22})$$

La dérivée devient :

$$\begin{aligned} \dot{V}_n &= V_1 + \dots + e_n \dot{e}_n \\ \dot{V}_n &= -k_1 e_1^2 + \dots + e_n [f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n)u - \dot{\alpha}_{n-1}] \end{aligned} \quad (\text{B. 23})$$

Dans cette dernière étape, on est arrivé à déduire la vraie loi de commande  $u$  qui permet d'atteindre les objectifs de conception pour le système global, contrairement aux lois  $x_i$  qui sont des lois virtuelles. Un bon choix de celle-ci doit satisfaire :

$$f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n)u - \dot{\alpha}_{n-1} = -k_n e_n^2 \quad (\text{B. 24})$$

Où  $k_n > 0$  est un paramètre de conception.

Ainsi, la loi de commande pour le système entier sera donnée par :

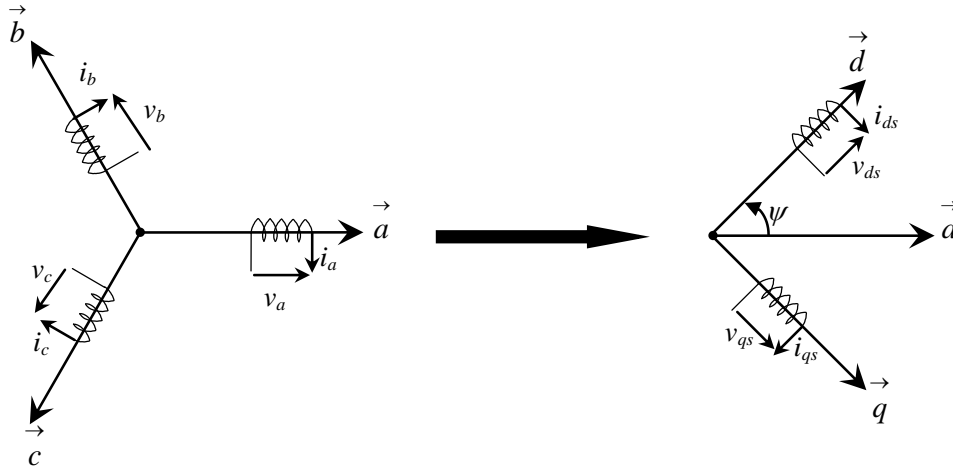
$$u = \frac{1}{g_n(x_1, \dots, x_n)} \left[ -k_n e_n + \dot{\alpha}_{n-1} - f_n(x_1, \dots, x_n) \right] \quad (\text{B. 25})$$

Ce qui garantit la négativité de la dérivée de la fonction de Lyapunov étendue :

$$\dot{V}_n = -k_1 e_1^2 - \dots - k_n e_n^2 \leq 0 \quad (\text{B. 26})$$

## B.2. Rappel sur la transformation de Park

Pour traduire le passage du système triphasé (a, b, c) au système biphasé (d, q) tournant à une vitesse  $\omega$  et pouvoir essentiellement linéariser les équations précédentes, on utilise la transformation de PARK.



**Figure B. 1 :** Passage du système triphasé vers le système biphasé.

Pour le passage du système triphasé au système biphasé, on utilise la matrice de passage  $P(\psi)$ , et on écrit:

$$[X_{dqh}] = [P(\psi)][X_{abc}] \quad (\text{B. 27})$$

$$[P(\psi)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\psi) & \cos(\psi - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\psi - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\psi) & -\sin(\psi - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\psi - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{B. 28})$$

La transformation inverse est définie par :

$$[P(\psi)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\psi) & -\sin(\psi) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\psi - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\psi - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\psi - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\psi - \frac{4\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{B. 29})$$

Donc :

$$[P(\psi)]^{-1} = [P(\psi)]^T \quad (\text{B. 30})$$

Avec la position du repère de PARK :

$$\psi(\tau) = \int_0^t \omega(\tau) d\tau$$

### B.3. Notion de grandeurs réduites

#### *Définition*

On obtient une grandeur réduite en référant une grandeur physique à une autre de la même nature de de la même dimension, appelée « grandeur de base ». La valeur de référence ou de base peut correspondre à la valeur nominale d'un système énergétique monophasé ou triphasé, ou à une valeur choisie arbitrairement afin d'exprimer de manière plus commode les valeurs numériques des calculs.

#### *Choix des valeurs des base*

Un système énergétique tournant est supposé caractérisé par :

- Sa tension nominale entre phases  $U_n$  , entre phase et neutre  $V_n$  (en valeur efficace),
- Son courant nominal de ligne  $I_n$  (en valeur efficace),
- Sa puissance apparente nominale  $S_n$  (en monophasé :  $S_n = V_n I_n$ , en triphasé :  $S_n = 3V_n I_n$  ),
- Sa vitesse angulaire nominale  $\Omega_n$  ( $\Omega_n = \omega/p$ ,  $\omega = 2\pi f$ )

Parmi les trois premières valeurs de base, **seulement deux sont indépendantes**. En effet, si on en choisit deux, la troisième peut être déduite. Habituellement, on choisit la puissance, la tension et la vitesse comme valeurs de base. Par conséquent :

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}} \quad (\text{B. 31})$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} = \frac{(V_{base})^2}{S_{base}} \quad (\text{B. 32})$$

Toutes les valeurs de base correspondent à des valeurs par phase. Cependant, il est à noter que dans le cas d'un système triphasé  $3\phi$  où on spécifie généralement la tension de ligne et la puissance triphasé, alors on a :

$$Tension \text{ en p.u.} = \frac{tension \text{ de ligne} / \sqrt{3}}{tension \text{ de base}} = \frac{tension \text{ de ligne}}{\sqrt{3} \times tension \text{ de base}} \quad (\text{B. 33})$$

Ceci revient à considérer une tension de ligne de base égale à  $\sqrt{3}$  fois la tension de base.

$$Puissance \text{ en p.u.} = \frac{Puissance \ 3\phi / 3}{Puissance \text{ de base}} = \frac{Puissance \ 3\phi}{3 \times Puissance \text{ de base}} \quad (\text{B. 34})$$

Ceci revient à considérer une puissance de  $3\phi$  de base égale à 3 fois la puissance de base.

## ANNEXE C : Modélisation des convertisseurs de puissance (chapitre 03)

### C.1. Circuit simplifié du redresseur à MLI

Le schéma simplifié de circuit du redresseur à MLI est donné par la figure (C. 1) :

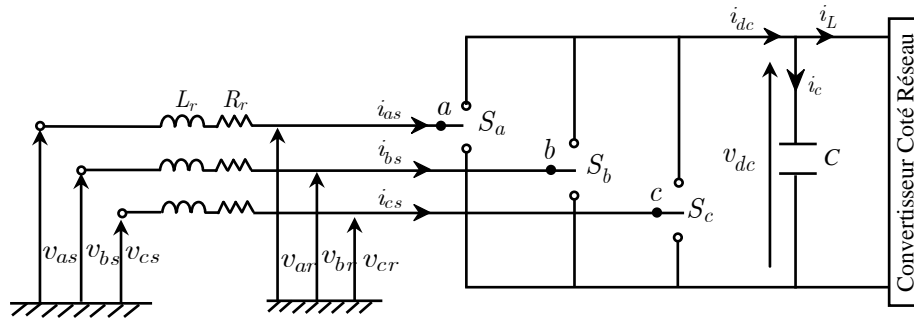


Figure C. 1 : Circuit simplifié du redresseur à MLI.

Les interrupteurs peuvent être commandés en ouverture '1' et en fermeture '0'.

Les différents états de commutation des interrupteurs du redresseur à MLI sont donnés à la figure (C.2).

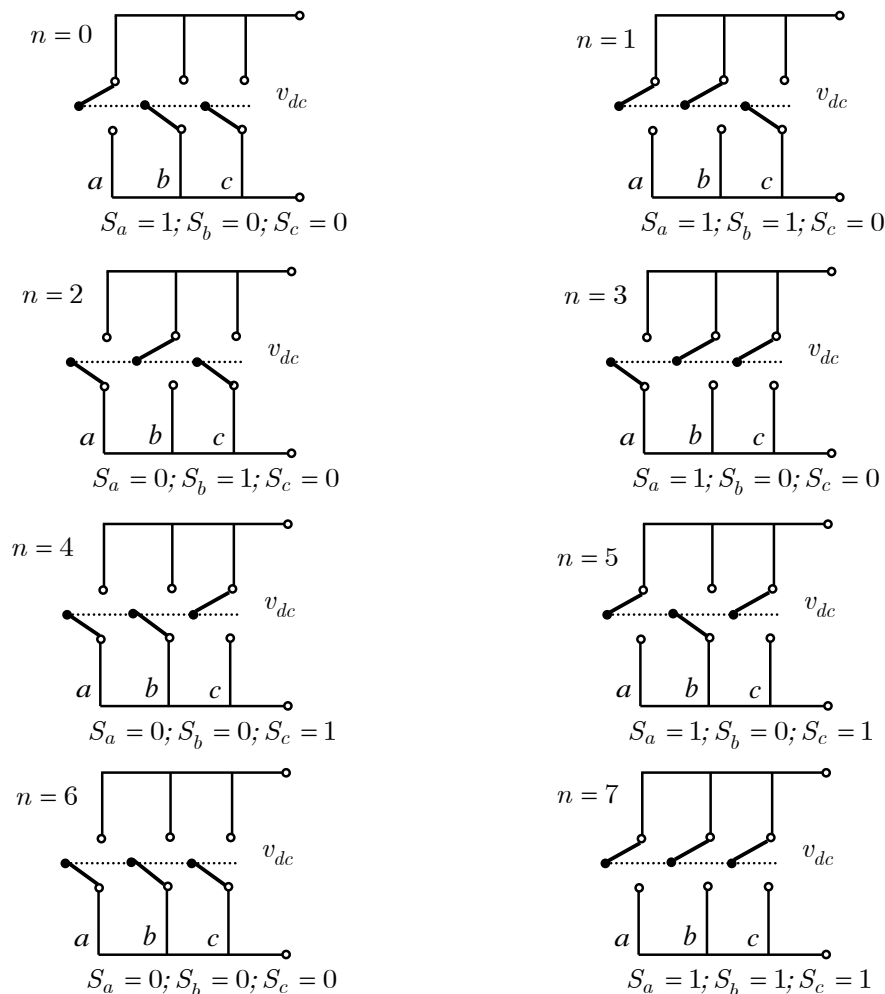


Figure C. 2 : Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur à MLI.

Le tableau ci-dessous représente toutes les configurations possibles du convertisseur en fonction des ordres de commande  $(S_a, S_b, S_c)$  ainsi que les tensions simples à l'entrée du pont, pour une tension constante du bus continu  $(v_{dc})$ . Notons que les deux interrupteurs de chaque bras sont à commande complémentaire.

**Tableau C. 1 :** Les configurations possibles des états de commutation du convertisseur.

$n$	$S_a$	$S_b$	$S_c$	$v_{ar}$	$v_{br}$	$v_{cr}$
<b>0</b>	1	0	0	$2v_{dc}/3$	$-v_{dc}/3$	$-v_{dc}/3$
<b>1</b>	1	1	0	$v_{dc}/3$	$v_{dc}/3$	$-2v_{dc}/3$
<b>2</b>	0	1	0	$-v_{dc}/3$	$2v_{dc}/3$	$-v_{dc}/3$
<b>3</b>	0	1	1	$-2v_{dc}/3$	$v_{dc}/3$	$v_{dc}/3$
<b>4</b>	0	0	1	$-v_{dc}/3$	$-v_{dc}/3$	$2v_{dc}/3$
<b>5</b>	1	0	1	$v_{dc}/3$	$-2v_{dc}/3$	$v_{dc}/3$
<b>6</b>	0	0	0	0	0	0
<b>7</b>	1	1	1	0	0	0

De ce tableau, les tensions simples s'expriment en fonction des ordres de commande par la relation ci-dessous:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \frac{v_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{C. 1})$$

Avec :

$$K = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$$

## C.2. Les états des interrupteurs dans le repère (d, q)

Appliquent la transformation de PARK sur la matrice des états des interrupteurs, on obtient:

$$[P(\theta)][K] = \frac{1}{3} \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (\text{C. 2})$$

Posons :

$$X = \theta, \quad Y = \theta - \frac{2\pi}{3}, \quad Z = \theta - \frac{4\pi}{3}$$

$$[P(\theta)][K] = \frac{1}{3} \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 2 \cos X - \cos Y - \cos Z & -\cos X + 2 \cos Y - \cos Z & -\cos X - \cos Y + 2 \cos Z \\ -2 \sin X + \sin Y + \sin Z & \sin X - 2 \sin Y + \sin Z & \sin X + \sin Y - 2 \sin Z \end{bmatrix} \quad (\text{C. 3})$$

En développant le premier terme, nous aurons :

$$\begin{aligned} & 2 \cos(\theta) - \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) - \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ &= 2 \cos(\theta) - \left\{ \cos(\theta) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) - \sin(\theta) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) \right\} - \left\{ \cos(\theta) \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) - \sin(\theta) \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) \right\} \\ &= 2 \cos(\theta) - \left\{ -\frac{1}{2} \cos(\theta) - \frac{\sqrt{3}}{2} \sin(\theta) \right\} - \left\{ -\frac{1}{2} \cos(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin(\theta) \right\} \\ &= 2 \cos(\theta) + \frac{1}{2} \cos(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin(\theta) + \frac{1}{2} \cos(\theta) - \frac{\sqrt{3}}{2} \sin(\theta) \\ &= 3 \cos(\theta) \end{aligned} \quad (\text{C. 4})$$

$$\begin{aligned} & -2 \sin(\theta) + \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + \sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ &= -2 \sin(\theta) + \left\{ \cos(\theta) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) + \sin(\theta) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) \right\} + \left\{ \cos(\theta) \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) + \sin(\theta) \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) \right\} \\ &= -2 \sin(\theta) + \left\{ \frac{\sqrt{3}}{2} \cos(\theta) - \frac{1}{2} \sin(\theta) \right\} + \left\{ -\frac{\sqrt{3}}{2} \cos(\theta) - \frac{1}{2} \sin(\theta) \right\} \\ &= -2 \cos(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cos(\theta) - \frac{1}{2} \sin(\theta) + -\frac{\sqrt{3}}{2} \cos(\theta) - \frac{1}{2} \sin(\theta) \\ &= -3 \sin(\theta) \end{aligned} \quad (\text{C. 5})$$

En prenant aussi la même méthode pour les autres termes, On obtient :

$$[P(\theta)][K] = \frac{1}{3} \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 3 \cos \theta & 3 \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 3 \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -3 \sin \theta & -3 \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -3 \sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{C. 6})$$

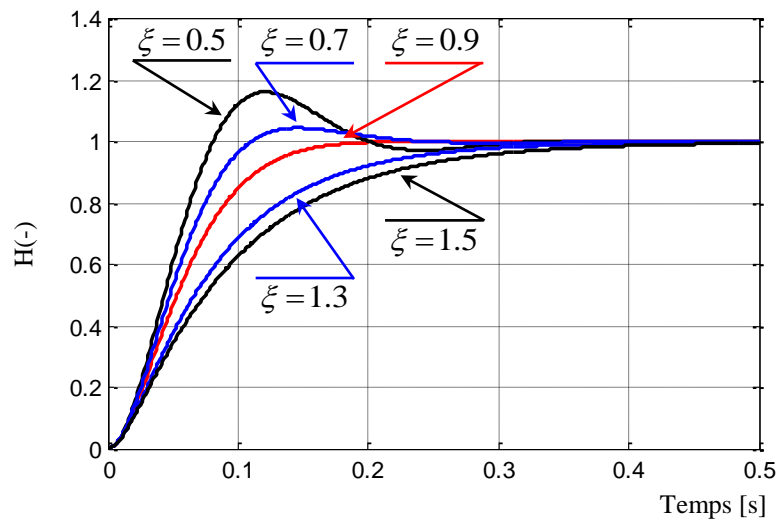
## ANNEXE D : Réponses d'un système du second ordre (chapitre 04)

### D.1. Réponse d'un système du second ordre en fonction de son coefficient d'amortissement

Pour la plus part des systèmes de commande, les performances dynamiques désirées en boucle fermée sont spécifiées à partir de la fonction de transfert suivante, du modèle du second ordre :

$$H(s) = \frac{K \cdot \omega_0^2}{s^2 + 2 \cdot \xi \cdot \omega_0 \cdot s + \omega_0^2} \quad (\text{D. 1})$$

En fonction de son gain  $K$ , de sa pulsation propre  $\omega_0$  et de son coefficient d'amortissement  $\xi$ . Les réponses d'un système du second ordre, en fonction de son coefficient d'amortissement, sont représentées sur la Figure (D.1).



**Figure D. 1** : 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 E : Paramètres du système éolien étudié (chapitres 02-04-05-06)

### Grandeurs nominales et paramètres du système éolien à base de la GSAP

Dans cette partie, les simulations sont étudiées avec une génératrice connectée au réseau électrique et les paramètres de ce système éolien sont décrits comme suit :

#### 1. Paramètres de la turbine éolienne [Wan-18]

Grandeur	Valeur				
Rapport du multiplicateur	$G = 30$				
Rayon de la turbine	$R = 35.25 \text{ m}$				
Densité de l'air	$\rho = 1,22 \text{ kg} / \text{m}^3$				
Angle de pale	$\beta = 0^\circ$				
Coefficient de puissance maximal	$C_{p,max} \approx 0.48$				
TSR optimal	$\lambda_{opt} \approx 8.1$				
<b>Coefficient de puissance <math>C_p</math> [Ker-16.c]</b>					
$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$	$C_6$
0.5176	116	0.4	5	21	0.0068

#### 2. Grandeurs nominales et paramètres de la GSAP [Nas-14]

Grandeur	Valeur
Puissance nominale	$1.5 \text{ MW}$
Nombre de paires de pôles	$p = 4$
Vitesse nominale	$N_n = 750 \text{ tr} / \text{m}$
Tension nominale	$690 \text{ V} / 50 \text{ Hz}$
Résistance statorique	$R_s = 3.17 \text{ m}\Omega$
Inductance statorique	$L_s = 3.07 \text{ mH}$
Flux rotorique de la GSAP	$\phi_f = 7.0172 \text{ Wb}$
Moment d'inertie ramenée sur l'arbre de la génératrice	$J = 1000 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
Coefficient de frottement de la génératrice	$f_v = 0.0024 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 / \text{s}$

**3. Grandeurs nominales et paramètres des systèmes de conversion de puissance [Nas-15]**

<b>Grandeur</b>	<b>Valeur</b>
Résistance du filtre côté machine	$R_r = 0.3\Omega$
Inductance du filtre côté machine	$L_r = 0.037H$
Capacité de liaison CC	$C = 1100\mu F$
Résistance du filtre côté réseau	$R_l = 7.14m\Omega$
Inductance du filtre côté réseau	$L_l = 4.73mH$

## ANNEXE F : Creux de tension (chapitres 04-05-06)

### F.1. Creux de tension

Les creux de tension sont l'un des plus importants problèmes pour la qualité de l'énergie des réseaux électriques, et représentent la principale inquiétude pour l'industrie. Elles peuvent causer l'interruption de processus industriels et peuvent mener à des pertes économiques et une dégradation des produits manufacturés. Un creux de tension est une chute soudaine de 10 % ou plus de la tension nominale, touchant une ou plusieurs phases, d'une durée comprise entre huit millisecondes (un demi-cycle) et une minute. [Pen-10]. On peut distinguer deux types de creux de tension selon leur nature de défaut :

- Creux de tension symétriques dans le cas de défaut sur les trois phases (type A),
- Creux de tension asymétriques dans le cas de défaut d'une ou deux phases (type B, C).

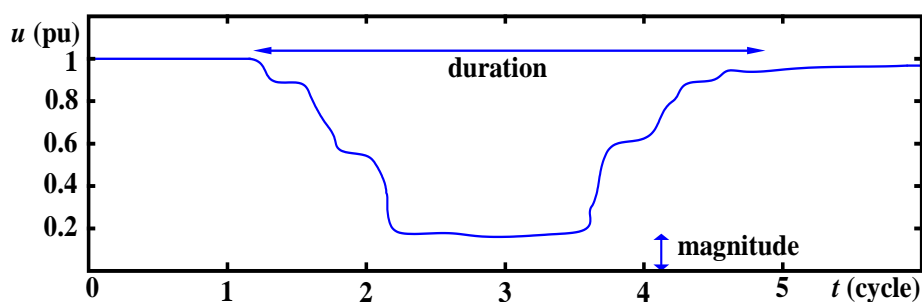
#### *Origine des creux de tension*

Il peut y avoir de nombreuses raisons à un creux de tension :

- Le court-circuit dans le réseau,
- La déconnection partielle de l'alimentation,
- Les courants importants dus au démarrage des moteurs et l'activation des transformateurs,
- Les courants importants dus à des arcs électriques ou à la saturation de transformateurs,
- Les courts circuits dus à des défaillances.

#### *Caractérisation des creux de tension*

La Figure F.1 représente le profil typique d'un creux de tension. Le creux de tension sera caractérisé pour deux paramètres pour mesurer sa gravité : l'amplitude («remaining voltage» en anglais) et sa durée. L'amplitude est la valeur minimale de la tension efficace sur un cycle et sa durée correspond au temps où la tension est sous un seuil défini. L'amplitude du creux de tension en un point du réseau dépend principalement du type de défaillance, de la distance à la défaillance, de la configuration du réseau et de l'impédance de défaillance [Ben-17].



**Figure F. 1 :** Caractérisation d'un creux de tension.

## «نمذجة، تحكم و إدارة نظام طاقة الرياح المعتمد على المولد المتزامن ذو المغناطيسات الدائمة»

### الملخص:

يتمحور العمل المقدم في هذه الأطروحة حول إنتاج الطاقة الكهربائية بواسطة توربينات الرياح. حيث يتعلق الأمر بشكل أساسي على نمذجة، تحكم و إدارة نظام طاقة الرياح المعتمدة على المولد المتزامن ذو المغناطيسات الدائمة. الهدف الرئيسي من موضوع الأطروحة هو إظهار أن توربينات الرياح المتزامنة ذات المغناطيسات الدائمة يمكن أن تساهم في تحسين جودة الطاقة الكهربائية كما يمكنها أيضا ضمان استمرارية الخدمة في حالة حدوث اضطرابات في شبكة الطاقة. تم تحقيق هذا الهدف من خلال استخدام طريقة التحكم الشعاعي وكذا تقنية التحكم بالخطوة الخلفية للتحكم في المحولات المرافقة للآلة وكذا المحولات المرافقة للشبكة.

كلمات مفتاحية : الطاقات المتجددة، طاقة الرياح، مولد متزامن ذو مغناطيسات دائمة، التحكم الشعاعي، تقنية التحكم بالخطوة الخلفية، تقنية التحكم بالاستقرار، انخفاض الجهد في الشبكة.

---

### « Modélisation, contrôle et gestion d'un système éolien à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents »

#### Résumé :

Le travail présenté dans cette thèse de doctorat s'inscrit dans le cadre de la production de l'énergie électrique d'origine éolienne. Il concerne principalement la modélisation, le contrôle et la gestion d'un système éolien à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents.

L'objectif principal de ce sujet de thèse est de montrer que les aérogénérateurs synchrone à aimants permanents peuvent contribuer à l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique et peuvent aussi assurer la continuité de service en cas des perturbations du réseau électrique.

Cet objectif a été atteint et réalisé par utilisation de l'approche du control vectoriel et de la technique du backstepping pour la commande des convertisseurs coté machine et coté réseau (CCM et CCR).

**Mots clés :** Énergie renouvelable (ER), Energie éolienne, Génératrice Synchrone à Aimants Permanents (GSAP), Control vectoriel, Backstepping, Backstepping à action intégrale, Stabilité, Creux de tension.

---

### « Modeling, control and management of a wind energy conversion system based on a permanent magnet synchronous generator »

#### Abstract :

The work presented in this thesis falls within the framework of the production of electrical energy from wind turbines. It mainly concerns the modeling, the control and the management of a wind energy conversion system based on a permanent magnet synchronous generator.

The main objective of this thesis is to show that permanent magnet synchronous wind turbines generators can contribute to improving the quality of electrical energy and can also ensure continuity of service in the event of power grid disturbances.

This objective was achieved by using the vector control approach and the backstepping method for controlling the machine side converter and grid side converters (MSC and GSC).

**Key words:** Renewable energy, Wind energy, Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG), Vector control, Backstepping, Integral Backstepping, Stability, Voltage dips.