Université Mohamed Boudiaf - M'sila

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

Numéro de série : ……

Numéro d'inscription : D.ELT/ 3C/02/13

Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT 3ème Cycle

Spécialité : Electrotechnique

THEME

Commandes non linéaires d'un système HVDC raccordé à une ferme éolienne offshore

Présenté par :

REGUIG BERRA Ahmed

Soutenu le : 22/04/2019

Devant le jury composé de :

Nom & Prénom	**Grade**	**Etablissement**	**Qualité**
Mr. CHOUDER Aissa	MCA	Univ. de M'sila	Président
Mr. BARKAT Said	Professeur	Univ. de M'sila	Rapporteur
Mr. BENDAAS Mohamed Lokmane	Professeur	Univ. de Batna	Examinateur
Mr. GHEDAMSI Kaci	Professeur	Univ. de Bejaia	Examinateur
Mr. BENSLIMANE Tarak	Professeur	Univ. de M'sila	Examinateur
Mr. DJERIOUI Ali	MCA	Univ. de M'sila	Examinateur
Mr. BOUZIDI Mansour	MCB	Univ. de Ouargla	Invité

Remerciements

Je remercie ﷲ, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je nécessitais pour l'accomplissement de cette thèse.

Je tiens d'abord à exprimer toute ma gratitude et ma reconnaissance à Monsieur Said BARKAT, Professeur à l'Université de M'sila, pour m'avoir encadré et soutenu durant la réalisation de ce travail. Je le remercie aussi pour son aide précieuse, les conseils et les connaissances dont il a su me faire profiter. Il m'est difficile d'exprimer en quelques mots toute l'admiration que je lui porte.

Je tiens à exprimer mes remerciements les plus sincères à Monsieur Aissa CHOUDER, Maitre de Conférences à l'Université de M'sila, pour l'honneur qu'il m'a fait en présidant le jury de ma soutenance.

Que Monsieur Mohamed Lokmane BENDAAS, Professeur à l'Université de Batna, trouve ici l'expression de mes sincères remerciements pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail de thèse en acceptant de l'examiner.

Je tiens à adresser aussi mes remerciements les plus vifs à Monsieur Kaci GHEDAMSI, Professeur à l'université de Bejaia, pour avoir accepté d'évaluer ce travail et de faire part de ce jury.

Je tiens à remercier vivement Monsieur Tarak BENSLIMANE, Professeur à l'université de M'sila, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'examiner cette thèse et en participant à mon jury.

Mes remerciements les plus sincères vont à Monsieur Ali DJERIOUI, Maitre de Conférences à l'Université de M'sila, pour avoir accepté de siéger à ma soutenance en tant qu'examinateur.

Mes remerciements s'adressent également à Monsieur Mansour BOUZIDI, Maitre de Conférences à l'Université d'Ouargla, pour son aide inestimable et ses encouragements tout au long de ce travail.

Finalement Je tiens également à remercier ma famille qui pendant toute ma vie a été à mes côtés pour m'encourager à atteindre mes objectifs académiques et personnels. Ma reconnaissance va aussi à tous amis sans exception.

Dédicaces

A la mémoire de mon père Abdelkader

A ma chère mère

A ma femme et ma petite fille Razane

A mes frères et mes sœurs

Sommaire

Sommaire I
Liste des Figures V
Liste des Tableaux IX
Liste des notations X
Liste des acronymes XIII

Introduction générale 1

Chapitre I : Etude d'une ferme éolienne offshore

I.1. Introduction 6
I.2. Généralités sur l'énergie éolienne 7
I.2.1. Définition de l'énergie éolienne 7
I.2.2. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne 7
I.2.2.1. Avantages 7
I.2.2.2. Inconvénients 7
I.2.3. Énergie éolienne en quelques chiffres 7
I.2.4. Raccordement du réseau interne d'une ferme éolienne offshore 10
I.2.4.1. Technologie des parcs éoliens offshores 10
I.2.4.2. Topologies du raccordement 11
I.2.4.3. Topologies en AC 11
I.2.4.3.a. Raccordement en chaine 11
I.2.4.3.b. Raccordement en boucle 11
I.2.4.3.c. Raccordement en étoile 12
I.2.4.4. Topologies en DC 12
I.2.5. Agrégation d'une ferme éolienne offshore 13
I.2.5.1. Agrégation équivalente unique 13
I.2.5.2. Agrégation complète 14
I.2.5.3. Semi-agrégation 14
I.3. Modélisation d'un système éolien 15
I.3.1. Modélisation du vent 15
I.3.2. Modèle aérodynamique de la turbine éolienne 15
I.3.2.1. Puissance du vent 15
I.3.2.2. Puissance récupérable du vent-Limite de *Betz* 16

I.3.2.3. Vitesse spécifique (Tip-Speed-Ratio) 17
I.3.2.4. Coefficient de puissance 17
I.3.3. Modèle de la partie mécanique 17
I.3.4. Modèle électrique de la génératrice synchrone à aimants permanents 18
I.3.5. Modélisation de l'étage de conversion 20
I.3.5.1. Modélisation du convertisseur côté réseau 20
I.3.6. Commande de la génératrice synchrone 21
I.3.6.1. Principe et structure de la commande 21
I.3.6.2. Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse 22
I.3.6.3. Synthèse du régulateur de vitesse 23
I.3.6.4. Synthèse des régulateurs des courants 24
I.3.6.5. Modulation PWM vectorielle 24
I.3.7. Commande de l'onduleur du côté réseau 27
I.3.7.1. Calcul des puissances instantanées 28
I.3.7.2. Régulation de la tension continue 28
I.3.7.3. Synthèse des régulateurs des puissances 29
I.3.8. Modèle agrégé du parc éolien offshore 30
I.4. Résultats de simulation 30
I.5. Conclusion 33

Chapitre II : Etude d'un système de transmission VSC-HVDC point à point multiniveaux

II.1. Introduction 34
II.2. Avantages et domaines d'application des systèmes HVDC 35
II.2.1. Avantages de la transmission DC 35
II.2.2. Inconvénients de la transmission DC 36
II.2.3. Domaines d'application des systèmes HVDC 36
II.3. Configurations d'une transmission HVDC 37
II.4. Technologies des convertisseurs HVDC 38
II.4.1. HVDC à base de LCC 38
II.4.2. HVDC à base de VSC 38
II.4.3. Composants du système VSC-HVDC 39
II.5. Modèle dynamique d'un système VSC-HVDC point à point multiniveaux 40
II.5.1. Principe de fonctionnement d'un convertisseur à trois niveaux de type T 40
II.5.2. Modélisation du convertisseur à trois niveaux de type T 41
II.5.3. Diagramme vectoriel du convertisseur à trois niveaux de type T 41
II.5.4. Modulation vectorielle à trois nivaux 42
II.5.4.1. Localisation du vecteur tension de référence 42
II.5.4.2. Calcul des temps d'application 44
II.5.4.3. Détermination des courants d'entrées pour les différents états de commutation 44

II.5.4.4. Equilibrage du bus continu par minimisation de l'énergie des condensateurs 45
II.5.5. Modélisation du côté redresseur 46
II.5.6. Modélisation du côté onduleur 47
II.5.7. Modèle du bus continu 48
II.5.8. Calcul des puissances instantanées 49
II.6. Commande du système VSC-HVDC point à point 49
II.6.1. Contrôle du côté redresseur 49
II.6.1.1. Synthèse des régulateurs internes des courants 49
II.6.1.2. Contrôle des puissances active et réactive 51
II.6.2. Contrôle du côté onduleur 51
II.6.2.1. Régulation de la tension continue 51
II.6.2.2. Synthèse des régulateurs internes des courants 52
II.7. Résultats de simulation 53
II.7.1. Changement des puissances active et réactive 53
II.7.2. Changement de référence de la tension du bus continu 55
II.7.3. Inversion du sens de la puissance active 56
II.8. Conclusion 57

Chapitre III : Raccordement d'un système VSC-MTDC à de fermes éoliennes offshores

III.1. Introduction 58
III.2. Topologies des réseaux HVDC multiterminaux 59
III.2.1. Réseau MTDC Radial 59
III.2.2. Réseau MTDC maillé 60
III.3. Système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores 60
III.3.1. Modélisation du filtre LCL 60
III.4. Commande VOC d'un système VSC-MTDC 62
III.4.1. Contrôle du côté offshore 62
III.4.2. Synthèse du régulateur de la tension AC 62
III.4.3. Contrôle du côté onshore 63
III.4.4. Résultats de simulation 64
III.4.4.1. Cas d'un profil de vent variable 64
III.4.4.2. Cas de déconnexion d'une ferme éolienne 66
III.5. Commande directe de puissance avec modulation vectorielle 67
III.5.1. Calcul des puissances instantanées 68
III.5.2. Contrôle du côté offshore 68
III.5.2. Synthèse des régulateurs des puissances 68
III.5.3. Contrôle du côté onshore 69
III.5.4. Synthèse des régulateurs des puissances 70
III.5.5. Résultats de simulation 71

III.5.5.1. Cas d'un profil de vent variable 71
III.5.5.2. Cas de déconnexion d'une ferme éolienne 73
III.6. Commande prédictive directe de puissance avec modulation vectorielle 75
III.6.1. Structure de contrôle prédictive du côté offshore 75
III.6.2. Commande prédictive des références des puissances instantanées du côté offshore 75
III.6.3. Structure de contrôle prédictive du côté onshore 78
III.6.4. Commande prédictive des puissances instantanées du côté onshore 79
III.6.5. Résultats de simulation 79
III.6.5.1. Cas d'un profil de vent variable 79
III.6.5.2. Cas de déconnexion d'une ferme éolienne 81
III.7. Etude comparative 82
III.8. Conclusion 83

Chapitre IV : Commandes non linéaires d'un système VSC-MTDC raccordée à de fermes éoliennes offshores

IV.1. Introduction 84
IV.2. Commande par retour d'état linéarisant 85
IV.2.1. Synthèse des régulateurs par retour d'état linéarisant 85
IV.2.2. Régulation par retour d'état linéarisant de la tension continue 88
IV.2.3. Régulation par retour d'état linéarisant des puissances active et réactive 89
IV.2.4. Résultats de simulation 91
IV.2.4.1. Cas de profil de vent variable 91
IV.2.4.2. Cas de déconnexion d'une ferme éolienne 94
IV.3. Commande par backstepping 95
IV.3.1. Synthèse des régulateurs backstepping 95
IV.3.2. Régulateur backstepping de la tension continue 97
IV.3.3. Régulateur backstepping des puissances 98
IV.3.4. Résultats de simulation 100
IV.3.4.1. Cas de profil de vent variable 100
IV.3.4.2. Cas de déconnexion d'une ferme éolienne 102
IV.4. Etude comparative 103
IV.4. Conclusion 105

Conclusion générale 106

Annexe A 109

Annexe B 110

Références 112

Liste des figures

Figure (I.1) : Capacité éolienne offshore globale cumulée en 2017 selon [61] 10

Figure (I.2) : Différentes parties d'un parc éolien offshore [2] 10

Figure (I.3) : Différentes topologies du réseau interne en AC 11

Figure (I.4) : Quelques configurations du réseau interne en DC : (a) convertisseur DC/DC commun [69], (b) convertisseur DC/DC commun à des groupes d'éoliennes [68], (c) raccordement DC en série [68] 12

Figure (I.5) : Modèle agrégé équivalent unique d'un parc éolien 14

Figure (I.6) : Modèle agrégé complet d'un parc éolien 14

Figure (I.7) : Modèle semi-agrégé d'un parc éolien 15

Figure (I.8) : Tube de courant d'air autour d'une éolienne 16

Figure (I.9) : Représentation d'une PMSG dans le repère *abc* 19

Figure (I.10) : Schéma électrique d'une chaine de conversion d'énergie dans un système éolienne à base de PMSG 20

Figure (I.11) : Représentation d'une PMSG dans le repère *dq* 21

Figure (I.12) : Structure générale de la commande vectorielle de la PMSG 22

Figure (I.13) : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse 23

Figure (I.14) : Diagramme de régulation de la vitesse 23

Figure (I.15) : Régulation des courants direct et en quadrature par deux régulateurs PI 24

Figure (I.16) : Représentation du polygone de commutation et le vecteur de tension de référence 25

Figure (I.17) : Vecteurs à appliquer pour chaque secteur 27

Figure (I.18) : Principe de la commande de l'onduleur du côté réseau 27

Figure (I.19) : Régulation de la tension continue avec un correcteur PI 28

Figure (I.20) : Schéma bloc des boucles internes des puissances 29

Figure (I.21) : Modèle agrégé d'un parc éolien offshore avec n éoliennes 31

Figure (I.22) : Comportement dynamique de la ferme éolienne : (a) profil de vent, (b) vitesse mécanique, (c) couple de la PMSG et de la turbine, (d) puissances de l'éolienne équivalente, (e) tensions du côté ferme éolienne, (f) courants de l'éolienne équivalente, (g) tension continue, (h) puissance active du réseau (i) puissance réactive du réseau, (j) tension et courant d'une phase, (k) courants du réseau, (l) spectre harmonique des courants du réseau 31

Figure (II.1) : Coûts des technologies HVAC et HVDC en fonction de la distance [87] 35

Figure (II.2) : Configurations des transmissions HVDC 37

Figure (II.3) : Schéma d'un système de conversion VSC-HVDC point à point 40

Figure (II.4) : Convertisseur à trois niveaux de type T 40

Figure (II.5) : Diagramme vectoriel du convertisseur à trois niveaux de type T 42

Figure (II.6) : Diagramme vectoriel du convertisseur à trois niveaux de type T dans le premier secteur 42

Figure (II.7) : Redresseur à trois nivaux de type T 46

Figure (II.8) : Onduleur à trois nivaux de type T 47

Figure (II.9) : Structure simplifiée d'une section d'un câble DC 48

Figure (II.10) : Principe de la commande du redresseur d'un système VSC-HVDC point à point 50

Figure (II.11) : Régulateurs des courants direct et en quadrature du redresseur 50

Figure (II.12) : Principe de la commande de l'onduleur d'un système VSC-HVDC point à point 51

Figure (II.13) : Régulation de la tension continue avec un correcteur PI 52

Figure (II.14) : Régulateurs des courants direct et en quadrature du côté onduleur 52

Figure (II.15) : Comportement du système VSC-HVDC point à point lors de changements des références des puissances active et réactive : (a) tensions continues, (b) courant du côté DC, (c) tensions des condensateurs du côté VSC1, (d) tensions des condensateurs du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC1, (f) puissances du côté VSC2, (g) courants de phase côté VSC1, (h) courants de phase côté VSC2, (i) spectre harmonique des courants côté VSC1, (j) spectre harmonique des courants côté VSC2 54

Figure (II.16) : Comportement dynamique du système VSC-HVDC point à point lors de changements de la référence de la tension continue : (a) tensions continues, (b) courant du côté DC (c) tensions des condensateurs du côté VSC1, (d) tensions des condensateurs du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC1, (f) puissances du côté VSC2 55

Figure (II.17) : Comportement du système VSC-HVDC point à point lors d'une inversion du sens de transfert de la puissance active : (a) tensions continues, (b) courant du côté DC, (c) tensions des condensateurs du côté VSC1, (d) tensions des condensateurs du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC1, (f) puissances du côté VSC2 56

Figure (III.1) : Topologies des réseaux MTDC [116] 59

Figure (III.2) : Système VSC-MTDC raccordée à deux fermes éoliennes offshores 60

Figure (III.3) : Schéma du filtre LCL 61

Figure (III.4) : Schéma de la commande VOC du côté offshore d'un système VSC-MTDC raccordé à une ferme éolienne offshore 62

Figure (III.5) : Régulateurs des tensions alternatives du redresseur 63

Figure (III.6) : Schéma de la commande VOC du côté onshore d'un système VSC-MTDC 63

Figure (III.7) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par VOC : (a) vitesse équivalente du vent de la première ferme éolienne offshore, (b) vitesse équivalente du vent de la deuxième ferme éolienne offshore, (c) puissances du côté VSC1, (d) puissances du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC3, (f) tensions continues, (g) tensions des condensateurs du côté VSC1, (h) tensions des condensateurs du côté VSC2, (i) tensions des condensateurs du côté VSC3, (j) courants alternatifs du côté VSC1, (k) courants alternatifs du côté VSC2, (l) courants alternatifs du côté VSC3, (m) spectre harmonique des courants du côté VSC1, (n) spectre harmonique des courants du côté VSC2, (o) spectre harmonique des courants du côté VSC3 64

Figure (III.8) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par VOC lors de la déconnexion du VSC2 : (a) puissances du côté VSC1, (b) puissances du côté VSC2, (c) puissances du côté VSC3, (d) tensions continues, (e) tensions des condensateurs du côté VSC1, (f) tensions des condensateurs du côté VSC2, (g) tensions des condensateurs du côté VSC3 66

Figure (III.9) : Schéma de la commande DPC-SVM du côté offshore d'un système VSC-MTDC raccordé à une ferme éolienne offshore 68

Figure (III.10) : Régulateurs des puissances active et réactive du côté offshore d'un système VSC-MTDC 69

Figure (III.11) : Schéma de la commande DPC-SVM du côté onshore d'un système VSC-MTDC 70

Figure (III.12) : Régulateurs des puissances du côté onshore d'un système VSC-MTDC 70

Figure (III.13) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par DPC-SVM : (a) vitesse équivalente du vent de la première ferme éolienne offshore, (b) vitesse équivalente du vent de la deuxième ferme éolienne offshore, (c) puissances du côté VSC1, (d) puissances du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC3, (f) tensions continues, (g) tensions des condensateurs du côté VSC1, (h) tensions des condensateurs du côté VSC2, (i) tensions des condensateurs du côté VSC3, (j) courants alternatifs du côté VSC1, (k) courants alternatifs du côté VSC2, (l) courants alternatifs du côté VSC3, (m) spectre harmonique des courants du côté VSC1, (n) spectre harmonique des courants du côté VSC2, (o) spectre harmonique des courants du côté VSC3 71

Figure (III.14) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par DPC-SVM lors de la déconnexion du VSC2 : (a) puissances du côté VSC1, (b) puissances du côté VSC2, (c) puissances du côté VSC3, (d) tensions continues, (e) tensions des condensateurs du côté VSC1, (f) tensions des condensateurs du côté VSC2, (g) tensions des condensateurs du côté VSC3 74

Figure (III.15) : Schéma de la commande PDPC-SVM du côté offshore d'un système VSC-MTDC raccordé à une ferme éolienne offshore 76

Figure (III.16) : Schéma de la commande PDPC-SVM du côté onshore d'un système VSC-MTDC 78

Figure (III.17) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par PDPC-SVM : (a) vitesse équivalente du vent de la première ferme éolienne offshore, (b) vitesse équivalente du vent de la deuxième ferme éolienne offshore, (c) puissances du côté VSC1, (d) puissances du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC3, (f) tensions continues, (g) tensions des condensateurs du côté VSC1, (h) tensions des condensateurs du côté VSC2, (i) tensions des condensateurs du côté VSC3, (j) courants alternatifs du côté VSC1, (k) courants alternatifs du côté VSC2, (l) courants alternatifs du côté VSC3, (m) spectre harmonique des courants du côté VSC1, (n) spectre harmonique des courants du côté VSC2, (o) spectre harmonique des courants du côté VSC3 79

Figure (III.18) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par PDPC-SVM lors de la déconnexion du VSC2 : (a) puissances du côté VSC1, (b) puissances du côté VSC2, (c) puissances du côté VSC3, (d) tensions continues, (e) tensions des condensateurs du côté VSC1, (f) tensions des condensateurs du côté VSC2, (g) tensions des condensateurs du côté VSC3 81

Figure (III.19) : Valeurs du THD pour les commandes VOC, DPC-SVM et PDPC-SVM appliquées à un système VSC-MTDC 82

Figure (III.20) : Valeurs du temps de réponse pour les commandes VOC, DPC-SVM et PDPC-SVM appliquées à un système VSC-MTDC 82

Figure (III.21) : Valeurs de l'ondulation des puissances actives des trois terminaux pour les commandes VOC, DPC-SVM et PDPC-SVM appliquées à un système VSC-MTDC 83

Figure (IV.1) : Schéma de la commande DPC-SVM-non linéaire du redresseur d'un système VSC-MTDC raccordé à une ferme éolienne offshore 86

Figure (IV.2) : Schéma de la commande DPC-SVM-non linéaire de l'onduleur d'un système VSC-MTDC 86

Figure (IV.3) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par retour d'état linéarisant d'un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores : (a) vitesse équivalente du vent de la première ferme éolienne offshore, (b) vitesse équivalente du vent de la deuxième ferme éolienne offshore, (c) puissances du côté VSC1, (d) puissances du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC3, (f) tensions continues, (g) tensions des condensateurs du côté VSC1, (h) tensions des condensateurs du côté VSC2, (i) tensions des condensateurs du côté VSC3, (j) courants alternatifs du côté VSC1, (k) courants alternatifs du côté VSC2, (l) courants alternatifs du côté VSC3, (m) spectre harmonique des courants du côté VSC1, (n) spectre harmonique des courants du côté VSC2, (o) spectre harmonique des courants du côté VSC3 92

Figure (IV.4) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par retour d'état linéarisant d'un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores lors de la déconnexion du VSC2 : (a) puissances du côté VSC1, (b) puissances du côté VSC2, (c) puissances du côté VSC3, (d) tensions continues, (e) tensions des condensateurs du côté VSC1, (f) tensions des condensateurs du côté VSC2, (g) tensions des condensateurs du côté VSC3 94

Figure (IV.5) : Schéma de la commande DPC-SVM-backstepping du redresseur d'un système VSC-MTDC raccordé à une ferme éolienne offshore 96

Figure (IV.6) : Schéma de la commande DPC-SVM-backstepping de l'onduleur d'un système VSC-MTDC 96

Figure (IV.7) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par backstepping du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores : (a) vitesse équivalente du vent de la première ferme éolienne offshore, (b) vitesse équivalente du vent de la deuxième ferme éolienne offshore, (c) puissances du côté VSC1, (d) puissances du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC3, (f) tensions continues, (g) tensions des condensateurs du côté VSC1, (h) tensions des condensateurs du côté VSC2, (i) tensions des condensateurs du côté VSC3, (j) courants alternatifs du côté VSC1, (k) courants alternatifs du côté VSC2, (l) courants alternatifs du côté VSC3 (m) spectre harmonique des courants du côté VSC1, (n) spectre harmonique des courants du côté VSC2, (o) spectre harmonique des courants du côté VSC3 100

Figure (IV.8) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par backstepping d'un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores lors de la déconnexion du VSC2 : (a) puissances du côté VSC1, (b) puissances du côté VSC2, (c) puissances du côté VSC3, (d) tensions continues, (e) tensions des condensateurs du côté VSC1, (f) tensions des condensateurs du côté VSC2, (g) tensions des condensateurs du côté VSC3 103

Figure (IV.9) : Valeurs du THD pour les commandes résultant de l'association de la technique DPC-SVM avec des régulateurs PI, par retour d'état linéarisant et par backstepping appliquées à un système VSC-MTDC 104

Figure (IV.10) : Valeurs des temps de réponse des commandes résultant de l'association de la technique DPC-SVM avec les régulateurs PI, par retour d'état linéarisant et par backstepping appliquées à un système VSC-MTDC 104

Figure (IV.11) : Valeurs d'ondulations des puissances actives des trois terminaux pour les commandes résultant de l'association de la technique DPC-SVM avec les régulateurs PI, retour d'état linéarisant et backstepping appliquées à un système VSC-MTDC 104

Liste des tableaux

Tableau (I.1) : Capacité de production éolienne totale installée selon [60] 8

Tableau (I.2) : Capacité de production éolienne ajoutée en 2017 selon [60] 9

Tableau (I.3) : Capacité de production éolienne offshore ajoutée en 2017 selon [62] 9

Tableau (I.4) : Calcul des vecteurs de tension 25

Tableau (I.5) : Temps d'application des vecteurs de tension pour chaque secteur 26

Tableau (I.6) : Paramètres des régulateurs 31

Tableau (II.1) : Etats d'un bras du convertisseur à trois niveaux de type T 41

Tableau (II.2) : Identification des différents triangles du secteur S_k 43

Tableau (II.3) : Temps d'application des vecteurs adjacents dans les différents triangles du secteur S_k 44

Tableau (II.4) : Relations entre les courants d'entrées et les courants de charge pour les différents états de commutation 45

Tableau (II.5) : Paramètres des régulateurs 53

Tableau (III.1) : Paramètres des régulateurs 64

Tableau (III.2) : Paramètres des régulateurs 71

Tableau (IV.1) : Paramètres des régulateurs 91

Tableau (IV.2) : Paramètres des régulateurs 100

Notations

V_w	Vitesse du vent.
V_1	vitesse en amont.
V_2	vitesse en aval.
m	masse d'air.
E_c	L'énergie cinétique du vent.
P_m	Puissance du vent.
ρ	Densité d'aire.
R_t	Rayon des pâles de l'éolienne.
S	Surface balayée par les pales de la turbine.
β	angle d'orientation des pales.
λ	vitesse spécifique.
λ_{opt}	Vitesse spécifique optimale
C_p	Coefficient de puissance.
C_{pmax}	Coefficient de puissance maximale
Ω_t	Vitesse angulaire de rotation des pâles.
Ω_{tref}	Vitesse angulaire de référence.
C_t	couple capté par la turbine.
P_t	Puissance de la turbine.
J	Inertie totale.
J_m	Inertie de la machine.
J_t	Inertie de la turbine.
f	Coefficient de frottement total.
f_m	Coefficient de frottement de la machine.
f_t	Frottement des pâles.
C_{em}	Couple électromagnétique développé par la génératrice.
C_{emref}	Couple électromagnétique de référence.
Ω_m	Vitesse mécanique.
Ω_{mref}	Vitesse mécanique de référence.
C_g	Couple du générateur.
v_{abc}	Tensions statoriques.
i_{abc}	Courants statoriques.
$v_{d,q}$	Tensions statoriques sur les axes *d* et *q*.
$i_{d,q}$	Courants statoriques sur les axes *d* et *q*.
R_g	Résistance statorique par phase.
$L_{d,q}$	Inductances statoriques sur les axes *d* et *q*.
Ψ_f	Flux des aimants.
θ	Angle électrique.
ω_p	Vitesse angulaire électrique.
p	Nombre de paires de pôles.
L_s	Inductance du filtrage du côté réseau.
R_s	Résistance interne de la bobine de filtrage.
ω_s	Pulsation électrique du réseau.
θ_s	Angle électrique du réseau.
v_{sabc}	Tensions du réseau.
v_{cabc}	Tensions de sortie d'onduleur.
i_{sabc}	Courants du réseau.
$v_{s\alpha,\beta}$	Tensions du réseau dans le repère α et β.

$v_{c\alpha,\beta}$	Tensions de l'entrée du convertisseur dans le repère α et β.
$i_{s\alpha,\beta}$	Courants du réseau dans le repère α et β.
$v_{sd,q}$	Tensions du réseau sur les axes d et q.
$v_{cd,q}$	Tensions de l'entrée du convertisseur sur les axes d et q.
$v_{cd,qref}$	Tensions de l'entrée du convertisseur de référence sur les axes d et q.
i_{sdq}	Courants du réseau sur les axes d et q.
i_{sdqref}	Courants du réseau de référence sur les axes d et q.
i_s	Courants continue de l'entrée de l'onduleur.
i_{DC}	Courants continue de la sortie du redresseur.
V_{DC}	Tension continue.
V_{DCref}	Tension continue de référence.
C	Condensateur de filtrage côté continu.
$t_{x,on}$,	Temps de commutation à l'ouverture.
$t_{x,off}$	Temps de commutation à la fermeture.
P_s	Puissance active de la sortie de l'éolienne.
Q_s	Puissance réactive de la sortie de l'éolienne.
P_{sref}	Puissance active de la sortie de référence de l'éolienne.
Q_{sref}	Puissance réactive de la sortie de référence de l'éolienne.
P_c	Puissance du condensateur.
P_{DC}	Puissance de la line continue.
n	Nombre des éolienne dans la ferme offshore.
P_{sn}	Puissance totale du parc éolien offshore.
S_k	Puissance apparente complexe.
v_{rabc}	Tensions alternative du côté redresseur.
i_{rabc}	Courants de ligne du côté redresseur.
v_{trabc}	Tensions d'entrée du redresseur.
$v_{r\alpha\beta}$	Tensions du côté redresseur dans le repère α et β.
$i_{r\alpha\beta}$	Courants du côté redresseur dans le repère α et β.
$v_{tr\alpha\beta}$	Tensions d'entrée du redresseur dans le repère α et β.
$i_{r\alpha\beta ref}$	Courants du côté redresseur de référence dans le repère α et β.
$v_{tr\alpha\beta ref}$	Tensions d'entrée du redresseur de référence dans le repère α et β.
v_{rdq}	Tensions du côté redresseur sur les axes d et q.
i_{rdq}	Courants du côté redresseur sur les axes d et q.
v_{trdq}	Tensions d'entrée du redresseur sur les axes d et q.
i_{rdqref}	Courants du côté redresseur de référence sur les axes d et q.
$v_{trdqref}$	Tensions d'entrée du redresseur de référence sur les axes d et q.
L_r, R_r	Inductance et la résistance du filtre de ligne reliant le redresseur au réseau.
ω_r	Pulsation électrique du côté redresseur.
P_r	Puissance active du côté redresseur.
Q_r	Puissance réactive du côté redresseur.
P_{rref}	Puissance active de référence du côté redresseur.
Q_{rref}	Puissance réactive de référence du côté redresseur.
V_{dck}	Tensions continues.
V_{dcref}	Tension continue de référence.
C_{kdc}	Capacités des convertisseurs.
C_{keq}	Capacités équivalentes des convertisseurs.
$v_{C1,2k}$	Tensions aux bornes des condensateurs.
i_{idc}	Courant d'entrée de l'onduleur.
P_{inv}	Puissance d'entrée de l'onduleur.
P_{Cieq}	Puissance du condensateur équivalent.
P_{idc}	Puissance de la line continue.
R_l	Résistance linéique de la ligne de transmission.
L_l	Inductance linéique de la ligne de transmission.
C_l	Capacité linéique de la ligne de transmission.
v_{iabc}	Tensions alternative du côté onduleur.
i_{iabc}	Courants de ligne du côté onduleur.
v_{tiabc}	Tensions de la sortie de l'onduleur.

$v_{i\alpha\beta}$	Tensions du côté onduleur dans le repère α et β.
$i_{i\alpha\beta}$	Courants du côté onduleur dans le repère α et β.
$v_{ti\alpha\beta}$	Tensions d'entrée de l'onduleur dans le repère α et β.
$i_{i\alpha\beta ref}$	Courants du côté onduleur de référence dans le repère α et β.
$v_{ti\alpha\beta ref}$	Tensions d'entrée de l'onduleur de référence dans le repère α et β.
v_{idq}	Tensions du côté onduleur sur les axes *d* et *q*.
i_{idq}	Courants du côté onduleur sur les axes *d* et *q*.
v_{tidq}	Tensions de la sortie de l'onduleur sur les axes *d* et *q*.
i_{idqref}	Courants du côté onduleur de référence sur les axes *d* et *q*.
$v_{tidqref}$	Tensions de la sortie de l'onduleur de référence sur les axes *d* et *q*.
$L_i R_i$	Inductance et la résistance du filtre de ligne reliant l'onduleur au réseau.
ω_i	Pulsation électrique du côté onduleur.
P_i	Puissance active du côté onduleur.
Q_i	Puissance réactive du côté onduleur.
P_{iref}	Puissance active de référence du côté onduleur.
Q_{iref}	Puissance réactive de référence du côté onduleur.
v_{PCCk}	Tension du PCC.
v_{rk}	Tension de la capacité du filtre LCL.
i_{fk}	Courant traversant le filtre du côté PCC.
i_{Ck}	Courant traversant la capacité du filtre LCL.
$v_{PCC\alpha\beta k}$	Tension du PCC dans le repère α et β.
$v_{r\alpha\beta k}$	Tension de la capacité du filtre LCL dans le repère α et β.
$i_{f\alpha\beta k}$	Courant traversant le filtre du côté PCC dans le repère α et β.
$i_{C\alpha\beta k}$	Courant traversant la capacité du filtre LCL dans le repère α et β.
v_{PCCdqk}	Tension du PCC sur les axes *d* et *q*.
v_{rdqk}	Tension de la capacité du filtre LCL sur les axes *d* et *q*.
i_{fdqk}	Courant traversant le filtre du côté PCC sur les axes *d* et *q*.
i_{Cdqk}	Courant traversant la capacité du filtre LCL sur les axes *d* et *q*.
L_f	Inductance du filtre du côté PCC.
R_f	Résistance série équivalente du côté PCC.
C_{fk}	Capacité du filtre LCL.
T_e	Période d'échantillonnage.
T_s	Période de commutation.
P_{prk}	Valeurs prédictives des puissances actives.
Q_{prk}	Valeurs prédictives des puissances réactives.
$F(x)$	Fonction scalaire
x	Vecteur d'état.
$\nabla h(x)$	Gradient d'une fonction
$L_f h$	Dérivé de Lie.
$g(x)$	Vecteur de commande du système non linéaire.
y	Vecteur de sortie.
v	Vecteur des nouvelles commandes.
u	Vecteur des commandes.
r	Degré relatif.
$\zeta(x)$	Fonction de linéarisation.
$D(x)$	Matrice de découplage de système.
ξ	Coefficient d'amortissement ;
ω_n	Pulsation propre des oscillations non amorties du système.
k_i, k_p	Constantes du régulateur PI.

Acronymes

DC	Direct Current.
AC	Alternative Current.
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator.
DFIG	Double Fed Induction Generator.
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator.
MPPT	Maximum Power Point Tracking.
PCC	Point Common Coupling.
MT	Moyen Tension.
HT	Haut Tension.
HVAC	High Voltage Alternative Current.
HVDC	High Voltage Direct Current.
MTDC	Multi-Terminal High Voltage Direct Current.
LCC	Line Commutated Converter.
CSC	Current Source Converters.
VSC	Source Converters.
IGBT	Insolated Gate Bipolar Transistor.
FCC	Flying Capacitors Converter.
MMC	Multi-Module Converter.
DCC	Diode Clamped Converter.
NPC	Neutral Point Clamped.
VOC	Voltage Oriented Control.
DTC	Direct Torque Control.
DPC	Direct Power Control.
DPC-SVM	Direct Power Control with Space Vector Modulation.
PDPC-SVM	Predictive Direct Power Control with Space Vector Modulation.
PI	Régulateur proportionnel intégral.
SVM	Space Vector modulation.
PWM	Pulse Width Modulation.
THD	Total Harmonic Distorsion.
WWEA	World Wind Energy Association.
GWEC	Global Wind Energy Council.

Introduction générale

Le monde est confronté aujourd'hui au défi mondial de la transition de l'énergie depuis que les pays ont besoin de plus en plus d'énergie pour la croissance de leur économie dans une planète où les ressources sont limitées et mal réparties [1]. Dans le même temps, la prise de conscience des problèmes environnementaux et l'épuisement des ressources énergétiques fossiles ont conduit à adapter le plan énergétique en incorporant plus de ressources renouvelables [2].

Actuellement, à l'échelle mondiale, l'énergie que nous utilisons quotidiennement provient majoritairement des combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon), qui présentent l'avantage d'être facilement utilisables avec de faibles coûts [3]. Mais leur emploi systématique et massif fait apparaître plusieurs problèmes majeurs. Les risques de pénurie des matières fossiles dans un futur très proche, et les perturbations climatiques engendrées par le rejet massif de gaz à effet de serre produits lors de leur combustion [4] représentent les soucis les plus préoccupant.

L'énergie de fission nucléaire est vue dans un certain pays comme le moyen de production d'énergie le plus efficace qui ne rejette pas directement de gaz carbonique [5]. Cependant, le traitement des déchets, issus de ce mode de production, est très coûteux et, pour une part, leur radioactivité reste élevée durant de nombreuses années, et aussi les risques encourus en cas de problème sont potentiellement catastrophiques. Ces raisons invitent à la réflexion quant à la légitimité du recours à ce mode de production d'électricité [5].

Face aux problèmes posés par les énergies fossiles et par la fission nucléaire, la meilleure réponse possible serait d'économiser l'énergie et de l'utiliser avec parcimonie, en évitant de la gaspiller. Mais l'homme ne pourra pas se passer d'elle. C'est pourquoi, il doit obligatoirement développer les moyens

de substitution déjà existants et en chercher de nouveaux. Ces moyens de substitution dont on parle, ce sont les énergies renouvelables [3].

D'une façon générale, les énergies renouvelables sont des modes de production d'énergie utilisant des ressources dont les stocks sont illimités et offrent la possibilité de produire de l'électricité propre et surtout dans une moindre dépendance des ressources [5]. L'eau des rivières faisant tourner les turbines d'un barrage hydroélectrique; le vent brassant les pales d'une éolienne; la lumière solaire excitant les photopiles; l'eau chaude des profondeurs de la terre alimentant des réseaux de chauffage [6] font une partie de plusieurs d'autres.

La production d'hydroélectricité présente un intérêt précieux, représenté par une puissance de sortie stable et entièrement contrôlée, mais elle nécessite une nature géographique particulière. Pendant ce temps, le principal obstacle à l'expansion de l'énergie solaire est le coût relativement élevé des champs de très fortes puissances [7]. Aujourd'hui, l'énergie électrique éolienne est considérée comme le choix de prédilection, non pas en remplacement des sources conventionnelles, mais comme énergie d'appoint [3]. Cette énergie est inépuisable et répond aux préoccupations environnementales soulevées par l'usage des énergies fossiles [8], et ceci malgré sa nature fluctuante qui limite encore ses niveaux de pénétration dans les réseaux électriques modernes [7].

Un aérogénérateur, plus couramment appelé éolienne, est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice [4] [8]. Il existe principalement deux grandes familles : les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable [2]. Les éoliennes de dernière génération fonctionnant à vitesse variable, permettant d'augmenter le rendement énergétique, de diminuer les efforts mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite, par rapport aux éoliennes à vitesse fixe [3].

En outre, selon leur principe de construction et d'exploitation, les générateurs électriques les plus courants dans les grands systèmes de conversion de l'énergie éolienne sont divisées en deux groupes principaux: à base de génératrices asynchrones et de génératrices synchrones [9]. La référence [2] présente une étude sur un échantillon de 2 654 éoliennes recensées dans 36 parcs éoliens en mer de puissance supérieure à 100 MW déjà construits ou en phase de construction. Les résultats obtenus par cette étude ont montré que: 89 % des éoliennes utilisées en mer sont à vitesse variable. En outre, la génératrice asynchrone à cage d'écureuil (Squirrel Cage Induction Generator, SCIG) est la plus utilisée. La fiabilité de la SCIG est plus élevée que la génératrice asynchrone à double alimentation (Double Fed Induction Generator, DFIG) dû à l'absence du système bague-balais. De plus, elle est plus compétitive en termes de coût que la génératrice synchrone à aimants permanents (Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG). Néanmoins, la structure DFIG est beaucoup utilisée dans les éoliennes actuelles grâce à la puissance réduite du convertisseur placé au rotor. Enfin, Le rendement élevé de la génératrice PMSG et la grande fiabilité et disponibilité de la structure utilisant cette génératrice en «Direct Drive», la rende très attractive dans les éoliennes des futurs parcs offshores [2].

Dans le cas où des sources d'énergies de grande capacité sont prévues, l'éolienne représente l'une des plus performantes candidates capables de générer des mégawatts avec une seule éolienne et avec un espace réduit [10]. D'autant plus que les éoliennes installées en pleine mer, appelées communément offshores, sont plus rentables à cause des vents plus forts, plus réguliers et moins encombrantes que celles installées sur terre appelées onshores, et sont devenues une clé principale pour répondre aux besoins énergétiques des pays riverains [11]. En général, un parc éolien offshore est constitué de trois principales parties. La première est le système de production constitué d'un certain nombre d'éoliennes réparties sur une large surface en mer permettant la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. La deuxième partie est le réseau interne moyen tension (MT) dans lequel les éoliennes sont raccordées à une ou plusieurs sous-stations électriques offshores de type AC ou DC par des câbles MT. Enfin, la troisième partie est le réseau de transport haut tension (HT). Au niveau des sous-stations électriques offshores, la tension est élevée à un niveau HT pour transporter en AC (High Voltage Alternative Current, HVAC) ou en DC (High Voltage Direct Current, HVDC) toute l'énergie produite dans le parc éolien vers la sous station électrique onshore [2] [12]. Plusieurs études [2] [5] [13-17] suggèrent que la transmission à courant continu haute tension constitue la technologie de choix pour la connexion de centrales éoliennes offshores distantes. Le système HVDC est un système efficace et flexible et économique pour transmettre une grande quantité d'énergie sur une

longue distance par des lignes aériennes ou des câbles souterrains / sous-marins par rapport au système de transmission à courant alternatif. Il présente moins de pertes que le système HVAC, une interconnexion asynchrone sûre et stable des réseaux électriques fonctionnant avec des fréquences différentes, ainsi que des impacts environnementaux réduits lorsque des câbles à courant continu sont utilisés.

D'un autre côté, les convertisseurs commutés par la ligne (Line Commutated Converter, LCC ou Current Source Converters, CSC) et les convertisseurs source de tension (Voltage Source Converters, VSC) sont les deux principaux types de technologies de convertisseurs utilisés dans les systèmes de transmission HVDC [13] [16] [18]. Cependant, le HVDC conventionnel utilisant la technologie des thyristors présente plusieurs inconvénients limitant la portée de son application. Il est possible de mentionner entre autres: Les thyristors ne sont pas totalement commandables, l'inversion du flux de puissance avec le convertisseur LCC-HVDC est conditionnée par le changement de la polarité de la tension continue et, en plus de tout cela, la consommation en puissance réactive des convertisseurs à thyristors [13] [18-21]. D'autre part, le développement de l'électronique de puissance a conduit à l'apparition des systèmes VSC-HVDC capables de vaincre les problèmes susmentionnés. En outre, l'utilisation des systèmes VSC-HVDC pourrait stabiliser le réseau AC aux points de connexion et prendre en charge la restauration du système en cas d'une défaillance [9]. De plus, la technologie VSC-HVDC assure une contrôlabilité complète du réseau HVDC, ce qui permet la connexion de plusieurs convertisseurs au même bus continu [16]. Cet avantage facilite la réalisation des systèmes HVDC multiterminaux (MTDC) plus adaptés à l'intégration des parcs éoliens offshores [13] [22].

Le MTDC permet la collecte d'énergie à partir de plusieurs parcs éoliens offshores, et sa transmission aux réseaux haute tension existants à différents endroits ou peut être dans des pays différents [23] [24]. A titre d'exemple, la connexion entre le sud d'Europe et les pays d'Afrique du Nord est prévue via des câbles MTDC sous-marins pour l'intégration future d'immenses fermes solaires dans les réseaux européens [25]. Deux philosophies de méthode de contrôle se distinguent dans la littérature pour le contrôle la bus continue dans un réseau MTDC. Ces méthodes sont basées sur la méthode «Master-Slave» ou sur la méthode « Droop Voltage». La première méthode est celle où un seul convertisseur contrôle la tension continue à une valeur constante et les autres convertisseurs contrôlent leurs puissances qu'ils injectent (absorbent) dans le réseau continu [1]. La deuxième catégorie est celle où plusieurs convertisseurs contrôlent simultanément la tension continue. Cette méthode est inspirée du contrôle de la fréquence primaire. Pour maintenir l'équilibre entre la production et la demande, certaines unités de production sont équipées d'un contrôleur qui régule leur puissance de sortie en fonction de la fréquence en suivant une caractéristique de fréquence appelée couramment régularisation [1].

Durant ces dernières années, de nombreux travaux ont été réalisés sur les systèmes VSC-HVDC basés sur des convertisseurs multiniveaux [13] [26-29] du fait de leurs caractéristiques attractifs bien connues dans les applications hautes tensions et hautes puissances [27] [28]. En effet, les convertisseurs multiniveaux ont montré des avantages significatifs par rapport aux convertisseurs traditionnels à deux niveaux en termes de la qualité d'énergie, réduction des contraintes sur les semi-conducteurs de puissance et même l'élimination du transformateur d'interface dans les applications connectées au réseau [13] [29-31]. Plusieurs structures de convertisseurs multiniveaux ont été proposées dans la littérature spécialisée. On peut citer le convertisseur multiniveaux à capacités flottantes (Flying Capacitors Converter, FCC), le convertisseur multiniveaux modulaire (Multi-Module Converter, MMC) et le convertisseur multiniveaux à diodes flottantes (Diode Clamped Converter, DCC) [32-35]. Cette dernière structure est connue initialement par la structure clampé par le neutre (Neutral Point Clamped, NPC).

Récemment, une nouvelle topologie appelée type T a été proposée comme alternative potentielle à la structure NPC. Ce convertisseur combine les avantages de fonctionner avec des pertes de conduction réduites et les avantages bien connus des convertisseurs multiniveaux [34] [36]. Par rapport aux topologies NPC et MMC, la topologie de type T présente moins de semi-conducteurs; ce qui conduit à une structure multiniveaux rentable [37]. En outre, ses techniques de modulation sont plus simples que la topologie MMC. Cependant, le problème d'équilibrage des tensions des condensateurs du bus DC a été reconnu comme la principale limitation de ce type de convertisseurs multiniveaux [38].

Plusieurs méthodes sont proposées dans la littérature pour résoudre le problème du déséquilibre des tensions continues du convertisseur multiniveaux. Certaines méthodes sont basées sur l'idée d'ajouter des circuits de puissance au convertisseur pour pouvoir redistribuer la charge électrique entre les condensateurs [26] [39]. D'autres méthodes font recours aux théories d'automatique moderne tel que la commande par la logique floue, la commande par réseaux de neurones et la commande par mode glissant [13] [40]. Ces différentes méthodes ont toujours des inconvénients, à savoir le coût élevé de réalisation et la complexité de l'installation. Une solution très intéressante proposée dans [13] [29-31] [41] consiste à utiliser la modulation vectorielle pour stabiliser les tensions des condensateurs. En profitant des états redondants du convertisseur multiniveaux, on minimisera une fonction coût, basée sur la somme quadratique des écarts entre les tensions des condensateurs et leurs valeurs de référence. En effet, avec un choix approprié des vecteurs redondants, cette fonction peut être minimisée à zéro et les tensions des condensateurs seront maintenues à leurs valeurs de référence.

D'un autre côté, de nombreuses stratégies de commande ont été présentées dans la littérature pour commander le VSC-HVDC. Les auteurs dans [29] ont proposé la commande par orientation de la tension (Voltage Oriented Control, VOC). Elle consiste à orienter le vecteur courant dans la même direction que celle du vecteur tension, par le biais de deux boucles de régulation de courant d'un VSC dans le repère synchrone *dq*. D'un autre côté, les chercheurs se sont intéressés à la commande directe de puissance (Direct Power Control, DPC) qui est développée par analogie au contrôle direct de couple (Direct Torque Control, DTC). Elle consiste à contrôler les puissances instantanées, active et réactive, à la place du couple et du flux [31]. On distingue deux types de structures de DPC. La première connue sous le nom DPC classique, qui utilise une table de commutation et des régulateurs à hystérésis. Elle possède un inconvénient majeur lié à la périodicité des signaux de commande des interrupteurs, qui n'est pas maîtrisable. De plus, elle nécessite une fréquence d'échantillonnage élevée pour obtenir un contrôle précis et performant des puissances active et réactive [40]. Dans [13] [31] [40] [42-44], les auteurs suggèrent d'associer le principe du DPC avec un modulateur vectoriel (Space Vector Modulation, SVM) afin d'obtenir une fréquence de commutation constante sans l'utilisation d'une table de commutation. Cette technique utilise deux régulateurs PI pour contrôler les puissances active et réactive. Les sorties de ces régulateurs sont introduits, après une transformation de coordonnées, dans un bloc de modulation vectorielle.

Afin de booster les performances de la commande VOC, plusieurs chercheurs ont suggérer de remplacer les régulateurs PI conventionnelles par des régulateurs non linéaires. Dans [45-47] les auteurs ont proposé des contrôleurs à base de régulateurs par mode glissant. Dans [48] les auteurs ont présenté des régulateurs robustes de type H_∞. Dans [49] [50] les auteurs ont proposé des régulateurs intelligents par les réseaux de neurones et la logique floue. Dans [51] [52] les auteurs ont proposé des régulateurs par retour d'état linéarisant. Dans [53-55] les auteurs ont proposé un contrôleur par backstepping. Dans la majorité des cas, ces commandes sont appliquées sur des systèmes HVDC traditionnels et il n'y a que peu de travaux sur les systèmes MTDC.

Dans le cadre du présent travail de recherche, nous nous sommes intéressés à l'amélioration des performances d'un système de transmission VSC-MTDC à base de convertisseurs à trois niveaux de type T. Le transport de l'énergie électrique à travers des réseaux continus VSC-MTDC nécessite l'implémentation de lois de commandes spécifiques et assez avancées, permettant de contrôler les flux des puissances et de régler le niveau de tension pour assurer un bon transit de l'énergie non seulement pendant un fonctionnement normal mais aussi perturbé. C'est dans ce cadre que les travaux de cette thèse s'inscrivent. Ils portent principalement sur la synthèse de lois de commandes avancées pour les systèmes de transport à courant continu VSC-MTDC connectées à de fermes éoliennes offshores, en combinant des commandes non-linéaires avec la technique de contrôle direct de puissance.

Ce travail sera entamé avec un premier chapitre qui traitera des généralités sur l'énergie éolienne offshore, à commencer par quelque statistiques sur la production mondiale. Ensuite, les architectures actuellement utilisées et conceptuelles des réseaux électriques internes des parcs éoliens offshores seront exposées. Puis nous allons présenter la modélisation de la turbine ainsi que celle de la génératrice synchrone à aimants permanents. Une approche d'extraction de la puissance maximale (Maximum Power Point Tracking MPPT) d'une turbine à vitesse variable basée sur une génératrice synchrone à aimants permanents sera également présentée. Enfin, des simulations du parc éolien basé sur l'agrégation d'une ferme éolienne dans une éolienne équivalente seront présentées et discutées.

Le deuxième chapitre commencera par une introduction sur le transport d'énergie en courant continu dans laquelle l'intérêt du recours au transport à courant continu et ses avantages par rapport à la technologie classique à courant alternatif sont mis en évidence. Nous y mettons ensuite l'accent sur les différences entre les divers systèmes de conversion utilisés à savoir LCC et VSC, puis sur les composants principaux d'un système VSC-HVDC point à point. Par la suite, nous allons concentrer sur la modélisation des convertisseurs à trois niveaux de type T, ainsi que sur leur modulation vectorielle. Ensuite, on considèrera le problème du déséquilibre des tensions continues des condensateurs. Enfin des simulations seront données pour montrer le comportement dynamique du système de transmission point à point.

Le troisième chapitre sera dédié à l'étude de la technique MTDC, et le raccordement des parcs éoliens offshores à un réseau VSC-MTDC via de filtres LCL. Une simulation du système global composé d'une chaine de production éolienne, un système de raccordement et de filtrage et un système de transmission sera réalisée par la technique de commande VOC. Deux autres techniques de contrôle : DPC-SVM et la commande directe de puissance prédictive (Predictive Direct Power Control, PDPC-SVM) seront aussi envisagées pour le système VSC-MTDC en vue d'améliorer ses performances statiques et dynamiques.

Dans le quatrième chapitre, il s'agit de développer deux structures de commande DPC non linéaires pour le système VSC-MTDC. La première structure combine la commande DPC-SVM avec la commande par retour d'état linéarisant; la deuxième approche proposée concerne l'association de la commande par backstepping avec la même approche DPC-SVM. A travers une étude par simulation, les avantages apportées par chacune des commandes proposées seront vérifiés et comparés par rapport à la méthode de commande directe de puissance basée sur des régulateurs PI classiques.

Enfin, une conclusion générale sera dédié à récapituler les points essentiels de ce travail y compris quelques perspectives potentiels.

Chapitre I
Etude d'une ferme éolienne offshore

I.1. Introduction

L'augmentation des besoins planétaires en énergie électrique et la prise de conscience des problèmes environnementaux poussent aujourd'hui l'ensemble des responsables politiques et industriels à trouver de nouvelles voies de fourniture d'énergie, et notamment d'énergie électrique [2]. De nos jours les efforts s'orientent tous vers le développement de la production de l'énergie renouvelable, soit à caractère local soit pour la production à grande échelle, suivant le potentiel du site exploité [56]. Plusieurs sources d'énergies renouvelables sont en cours d'exploitation et de recherche, parmi ces sources on trouve l'énergie éolienne [4]. L'installation de générateurs éoliens de grande puissance est fortement envisagée dans plusieurs pays [2].

Dans ce contexte, l'éolien offshore présente un formidable potentiel [2]. Cette technologie est très attractive car les sites offshores sont plus venteux (vent plus fort, plus régulier et plus stable) que les sites terrestres ce qui présente une meilleure productivité, du fait de l'absence d'obstacles en mer. Un autre avantage de cette technologie est que les sites offshores sont plus vastes, donc ils sont aptes de réduire le phénomène de sillage et la capacité peut être agrandie afin de produire plus de puissance. En revanche, ces fermes sont nettement plus couteuses que les fermes terrestres principalement à cause des frais d'installation et de maintenance [2] [57].

L'objectif de ce chapitre est de donner un aperçu général sur la technologie de l'éolien offshore dans le but d'expliquer en quoi consiste l'architecture éolienne offshore.

La première partie traitera des généralités sur l'énergie éolienne offshore, à commencer par ses avantages et inconvénients puis quelques statistiques sur la production mondiale et la production des pays considérés comme grands producteurs, sans oublier de parler du cas Algérien. Puis nous allons

présenter les différents types et topologies des systèmes éoliens. Nous allons également citer quelques générateurs utilisés dans les éoliennes offshores. Ensuite, nous allons donner quelques notions sur le raccordement et l'agrégation des fermes éoliennes offshores.

Dans une deuxième partie, la modélisation du vent et de la turbine éolienne sur laquelle se base notre étude seront présentées. Ensuite, il viendra le tour de la génératrice à aimants permanents et sa commande vectorielle suivi par l'agrégation de la ferme éolienne et son control. Enfin, des résultats de simulation seront donnés pour évaluer les performances de la ferme éolienne offshore conçue.

I.2. Généralités sur l'énergie éolienne

I.2.1. Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est l'énergie tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou un moulin à vent. Une éolienne est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. L'énergie éolienne est une énergie renouvelable c'est-à-dire non dégradé. De plus, c'est une énergie verte qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif [6].

I.2.2. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne fait partie des énergies renouvelables. Elle a donc beaucoup d'avantages, ce qui va lui donner un rôle important dans l'avenir, mais la technologie présente aussi quelques points faibles [6] [58].

I.2.2.1. Avantages

L'énergie éolienne est connue par ses nombreux avantages, tels que [3] [6] [58] [59] :

- l'énergie éolienne est une énergie renouvelable (inépuisable) ;
- L'énergie éolienne est une énergie propre (idéale pour lutter contre le réchauffement climatique et la pollution) ;
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs ;
- Le mode d'exploitation des éoliennes et la possibilité de les arrêter à n'importe quel moment, leur donne l'avantage d'avoir un bon rendement, contrairement aux modes de fonctionnement continus de la plupart des centrales thermiques et nucléaires ;
- Couts de plus en plus décroissants.

I.2.2.2. Inconvénients

L'énergie éolienne possède aussi des désavantages qu'il faut citer [3] [6] [58] [59] :

- Aspect aléatoire (sujette aux variations des vitesses de vent);
- L'impact visuel (esthétique), cela reste néanmoins un thème subjectif;
- La nature stochastique du vent a une influence sur la qualité de la puissance électrique produite, ce qui représente une contrainte pour les gérants des réseaux;
- Le bruit des pales (nuisances sonores).

I.2.3. Énergie éolienne en quelques chiffres

La capacité globale de toutes les éoliennes installées dans le monde à la fin de 2017 a atteint 539291 MW, selon les premières statistiques publiées par World Wind Energy Association (WWEA) [60]. Une puissance de 52 552 MW a été ajouté en 2017, soit un peu plus qu'en 2016, lorsque 51 402 MW ont été mis en ligne. Il s'agit du troisième chiffre le plus élevé jamais enregistré en un an, après

les années record 2015 et 2014. Cependant, le taux de croissance annuel de 10,8 % est le plus faible depuis le début du 20ème siècle du déploiement industriel des éoliennes [60]. Le tableau (I.1) donne une idée sur la production éolienne de quelque pays.

Tableau (I.1) : Capacité de production éolienne totale installée selon [60]

Position 2017	Pays	Capacité totale fin 2017 [MW]	Capacité totale fin 2016 [MW]
01	Chine	187 730	168 730
02	Etats Unis	88 927	82 033
03	Allemagne	56 164	50 019
04	Inde	32 879	28 279
05	Espagne	23 026	23 020
06	Royaume-Uni	17 852	14 512
07	France	13 760	12 065
08	Brésil	12 763	10 800
09	Canada	12 239	11 898
10	Italie	9 700	9 257
84	Algérie	10	10

Toutes les éoliennes installées à la fin de 2017 peuvent couvrir plus de 5% de la demande mondiale d'électricité. Pour de nombreux pays, l'énergie éolienne est devenue un pilier dans leurs stratégies visant à éliminer l'énergie fossile et nucléaire. En 2017, le Danemark a établi un nouveau record mondial avec 43% de sa puissance provenant du vent. Un nombre croissant de pays ont atteint une croissante dans la production d'énergie éolienne, notamment l'Allemagne, l'Irlande, le Portugal, l'Espagne, la Suède ou l'Uruguay [60].

Le marché éolien mondial est dominé par l'Asie, la Chine en tête, pour la 9^{e} année consécutive selon le WWEA. La Chine a renforcé sa position de leader sur ce marché, mais le rythme des nouvelles capacités éoliennes connectées au réseau dans ce pays en 2017 (19 GW) s'est ralenti par rapport à 2016 (23,4 GW). Avec une capacité éolienne cumulée de 188 GW et un déploiement étonnant dans l'énergie solaire, le pays est maintenant sur la bonne voie pour faire des énergies renouvelables sa principale source d'énergie [60].

Sur les principaux marchés, les États-Unis constituent toujours le 2^{e} grand marché de l'éolien dans le monde. La puissance installée du parc éolien américain a augmenté de 6,8 GW en 2017 pour atteindre 89 GW [60].

Avec 15 638 MW de nouvelles capacités éoliennes installées en 2017 (dont 42% sur le territoire allemand) [61], l'Union Européenne (UE) reste également une zone centrale d'implantation des éoliennes. Avec presque 300 TWh produits en 2017, l'éolien aurait couvert 10,4 % de la demande d'électricité au sein de l'Union Européenne l'an 2017 selon le Global Wind Energy Council (GWEC) [62]. Cinq États membres de l'UE ont établi, selon le GWEC, de nouveaux « records » nationaux d'installation d'éoliennes en 2017 : le Royaume-Uni (3 340 MW), la France (1 695 MW), la Pologne (752 MW), l'Italie (433 MW) et la Suède (228 MW), encore loin derrière l'Allemagne (6 145 MW) [62].

Après la Chine, les États-Unis et l'Allemagne, l'Inde est le 4e pays le plus dynamique en matière d'implantation d'éoliennes, avec 4,6 GW de nouvelles capacités installées en 2017, voir tableau (I.2). Cela porte la puissance du parc éolien indien à 32 879 MW à la fin 2017, soit près de la moitié de l'objectif de développement que s'est fixé le pays à l'horizon 2022 (60 GW de capacités éoliennes et 100 GW de capacités solaires installées) [62].

En Algérie, la puissance éolienne totale installée est 10 MW, correspondant à une ferme éolienne implantée à Adrar en 2012. Le ministère de l'énergie et des mines s'est fixé pour objectif de passer, en termes d'énergie éolienne, de 10 MW en 2012 à 1 700 MW en 2030 [63]. Dans son programme de développement des éoliennes, le ministère a envisagé d'installer sept autres fermes éoliennes d'une puissance totale d'enivrant de 260 MW [3] [64].

Tableau (I.2) : Capacité de production éolienne ajoutée en 2017 selon [60]

Position 2017	Pays	Capacité ajoutée en 2017 [MW]	Taux de croissance en 2017 [%]
01	Chine	19 000	11.2
02	Etats Unis	6 894	8.4
03	Allemagne	6 145	12.2
04	Inde	4 600	16.2
05	Royaume-Uni	3 340	23.0
06	Brésil	1 963	18.1
07	France	1 695	14.0
08	Turquie	900	14.8
09	Pologne	752	13.0
10	Italie	443	4.7
-	Algérie	-	-

Alors que l'éolien terrestre est une industrie mondiale en forte expansion, le marché de l'éolien offshore est en phase de consolidation et de globalisation. La plus mature des énergies marines renouvelables continue son développement et ne peut plus être considérée comme une industrie de niche.

Le premier parc éolien offshore a été installé au Danemark sur le site de « Vindeby » en 1991. La puissance du parc était seulement de 4,9 MW (11 éoliennes *BONUS* de 450 kW). Actuellement, le plus grand parc éolien offshore en service au monde est le «*East Anglia ONE*», installé au Royaume-Uni en 2014. Les 240 éoliennes de ce parc peuvent fournir une puissance totale de 1 200 MW [2].

La capacité totale de l'éolien offshore estimée à la fin de 2017 (dans le monde entier) est de 18 814 MW, dont 4 334 MW est installée en 2017 [60]. L'année 2017 a entraîné une augmentation significative de la dynamique par rapport à l'année record 2016, lorsque 2 219 MW de capacité installée a été ajoutée. Le tableau (I.3) présente la capacité totale de l'éolien offshore, et la production ajoutée en 2017.

Tableau (I.3) : Capacité de production éolienne offshore ajoutée en 2017 selon [62]

Position 2017	Pays	Capacité totale fin 2017 [MW]	Capacité ajoutée en 2017 [MW]	Capacité totale fin 2016 [MW]
01	Royaume-Uni	6 836	1 680	5 156
02	Allemagne	5 355	1 247	4 108
03	Chine	2 788	1 164	1 627
04	Danemark	1 271	0	1 271
05	Pays-Bas	1 118	0	1 118
06	Belgique	877	165	712
07	Suède	202	0	202
08	Vietnam	99	0	99
09	Finlande	92	60	32
10	Japon	65	5	60

L'Europe a installé 15 638 MW de nouvelle capacité éolienne en 2017, soit une augmentation de 25% par rapport aux installations annuelles de 2016 [61]. Royaume-Uni a ajouté 1 680 MW de nouvelle capacité, 1 247 MW au Allemagne et 165 MW au Belgique [61].

En Asie, la Chine a ajouté plus de 1 164 MW de capacité de production éolienne offshore commandée, ce qui porte le total du pays à 2 788 MW à la fin de 2017. Le Japon a ajouté 5 MW de nouvelle capacité, ce qui porte son total à 65 MW, et la Corée du Sud a commandé encore 3 MW et a maintenant un total de 38 MW de capacité éolienne offshore installée [62].

À la fin de 2017, près de 84% (15 780 MW) de toutes les installations offshore étaient situées dans les eaux au large des côtes de 11 pays européens. Les 16% sont situés principalement en Chine, suivis par le Vietnam, le Japon, la Corée du Sud, les États-Unis et le Taiwan [61].

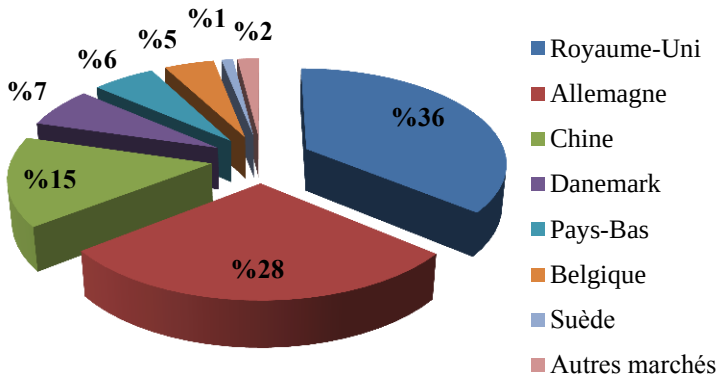

Figure (I.1) : Capacité éolienne offshore globale cumulée en 2017 selon [61]

La figure (I.1) présente la capacité éolienne offshore totale dans le monde entier à la fin de 2017. Le Royaume-Uni est le plus grand marché éolien offshore au monde et représente un peu plus de 36% de la capacité installée, suivi de l'Allemagne avec 28,5%. La Chine arrive en troisième position dans les classements mondiaux offshore avec un peu moins de 15%. Le Danemark représente maintenant 6,8%, les Pays-Bas 5,9%, la Belgique 4,7% et la Suède 1,1%. D'autres marchés, dont le Vietnam, la Finlande, le Japon, la Corée du Sud, les États-Unis, l'Irlande, Taïwan, l'Espagne, la Norvège et la France, constituent l'équilibre du marché.

I.2.4. Raccordement du réseau interne d'une ferme éolienne offshore

I.2.4.1. Technologie des parcs éoliens offshores

Un parc éolien offshore est constitué de trois parties comme illustré sur la figure (I.2).

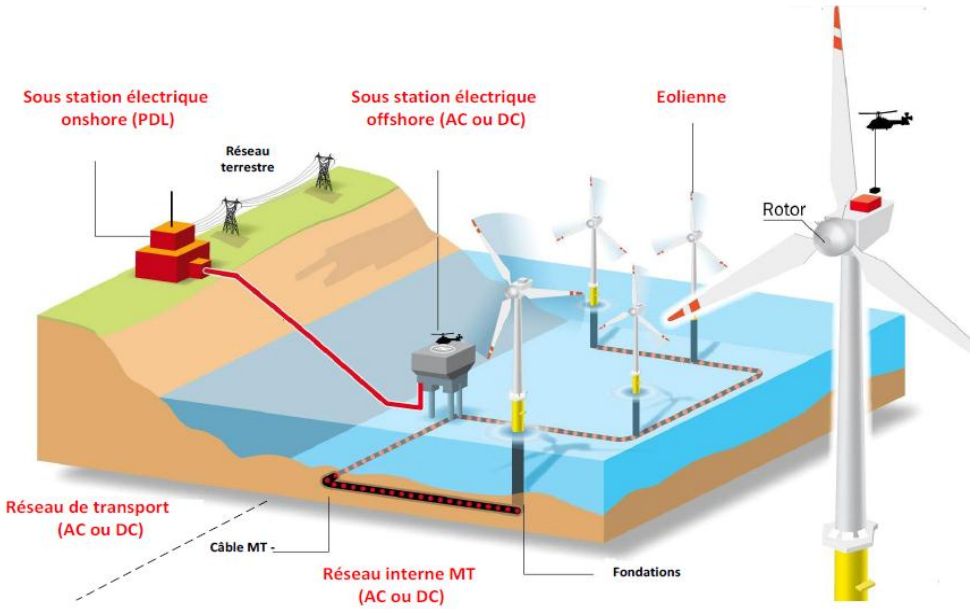

Figure (I.2) : Différentes parties d'un parc éolien offshore [2]

La première partie est le système de production constitué d'un certain nombre d'éoliennes offshores réparties sur une large surface en mer permettant la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. La deuxième partie est le réseau interne moyen tension (MT) dans lequel les éoliennes sont raccordées à une ou plusieurs sous-stations électriques offshore de type AC ou DC par des câbles MT. Enfin, la troisième partie est le réseau de transport haut tension (HT).

I.2.4.2. Topologies du raccordement

Les paramètres importants dans un parc éolien offshore sont : le choix du site, le type et du nombre d'éoliennes, ainsi que leurs positionnements. En outre, le point de raccordement commun (Point Common Coupling PCC) des éoliennes au réseau interne MT porte un important effet sur le parc éolien offshore, en thermes de fiabilité, de maximisation d'énergie, minimisation du coût d'investissement et de maintenance [2] [65]. Il existe plusieurs topologies de raccordement possibles présentées dans la littérature. Par la suite, nous décrirons quelques configurations du réseau interne en AC et en DC.

I.2.4.3. Topologies en AC

Différentes configurations du réseau interne en AC ont été proposées dans les références [41] [65] [66]. Les quatre architectures les plus connues sont présentées sur la figure (I.3).

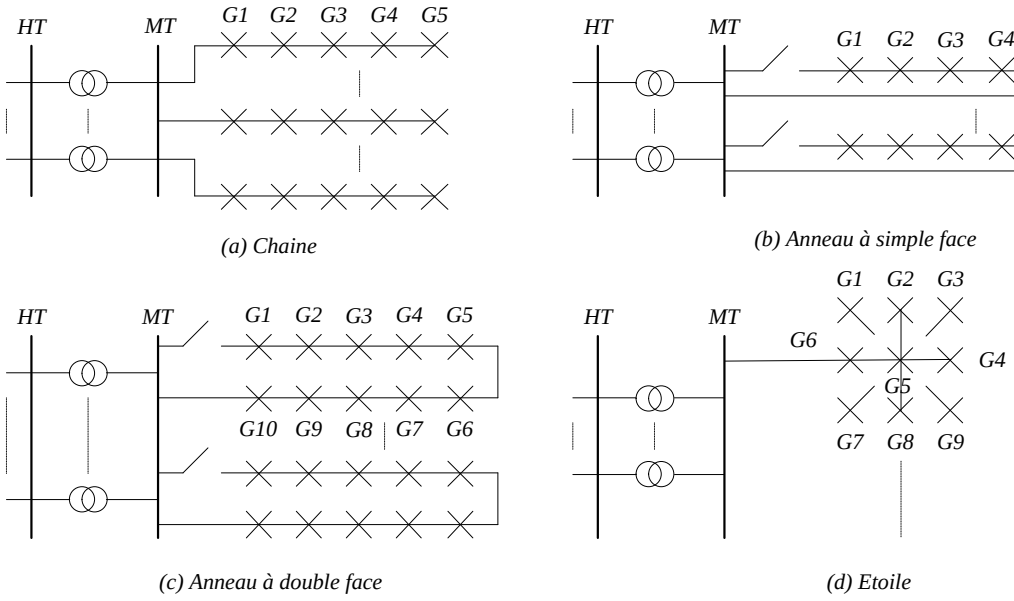

Figure (I.3) : Différentes topologies du réseau interne en AC

I.2.4.3.a. Raccordement en chaine

Le raccordement le plus simple du réseau interne AC est en chaine (radial layout). Comme illustrée sur la figure (I.3.a), certain nombre d'éoliennes sont reliées à un seul câble l'une après l'autre formant ainsi une chaine. Tenant en compte que le nombre maximum des éoliennes dans une chaîne est bien déterminé par les puissances générée et les câbles de raccordement. Cette configuration possède un avantage de la simplicité de contrôle, ainsi que le système de protection. En outre, elle est peu coûteuse et le niveau de fiabilité est faible vu qu'une défaillance d'un câble ou d'une protection causerait la perte de toute la production des éoliennes en amont du défaut pendant la réparation [2].

I.2.4.3.b. Raccordement en boucle

La figure (I.3.b) présente le raccordement en anneau à simple face (Single-sided ring design). Dans ce type de raccordement, un câble supplémentaire est utilisé pour réaliser un bouclage sur le raccordement en chaine et relier la dernière éolienne au jeu de barres MT du poste offshore. Ce qui permet de transporter le flux d'énergie total de la chaîne dans le cas d'un défaut dans le premier câble. Cependant, ces câbles augmentent le coût de raccordement. Une autre possibilité de raccordement en anneau à double face (double-sided ring design) est présentée sur la figure (I.3.c). Dans ce cas, la dernière éolienne d'une chaine est raccordée à la dernière éolienne de la chaine suivante. Les deux câbles près de la sous station doivent être dimensionnés pour la puissance totale produite par toutes les éoliennes dans les deux chaines en cas de panne sur l'un des deux câbles. En outre, les autres câbles du même groupe doivent être également dimensionnés pour cette puissance dans le cas où les sections sont unifiées pour une raison de simplicité de construction [66].

I.2.4.3.c. Raccordement en étoile

La figure (I.3.d) présente le raccordement en étoile. Ce type a été cité comme étant un bon compromis entre le niveau de fiabilité et le dimensionnement des câbles. A l'acception de la liaison principale utilisée pour le raccordement du cluster au jeu de barres MT de la sous station, tous les autres câbles sont dimensionnés pour transporter la puissance d'une seule éolienne. La régulation de la tension est plus aisée dans cette configuration. L'inconvénient majeur réside dans le système de protection volumineux à installer dans la plateforme de l'éolienne centrale [2].

La référence [65] présente une étude comparative entre les quatre configurations en termes de coût du kilowattheure installé et des pertes de puissance. Les auteurs ont conclu que la différence de tension n'influe pas sur la conception du réseau interne (la variation est inférieure à 0.3 %). De plus, les topologies (b) (c) et (d) sont meilleurs à celle de (a) en terme de pertes de puissance. Mais, elles sont pénalisées par le prix du kWh installé malgré qu'elles confèrent une fiabilité élevée.

I.2.4.4. Topologies en DC

Actuellement, les réseaux de raccordements internes MT sont conçus en AC, mais certains auteurs [65] [67-72] proposent un raccordement interne en DC pour les futurs parcs éoliens offshores. La figure (I.4) présente quelques topologies en DC.

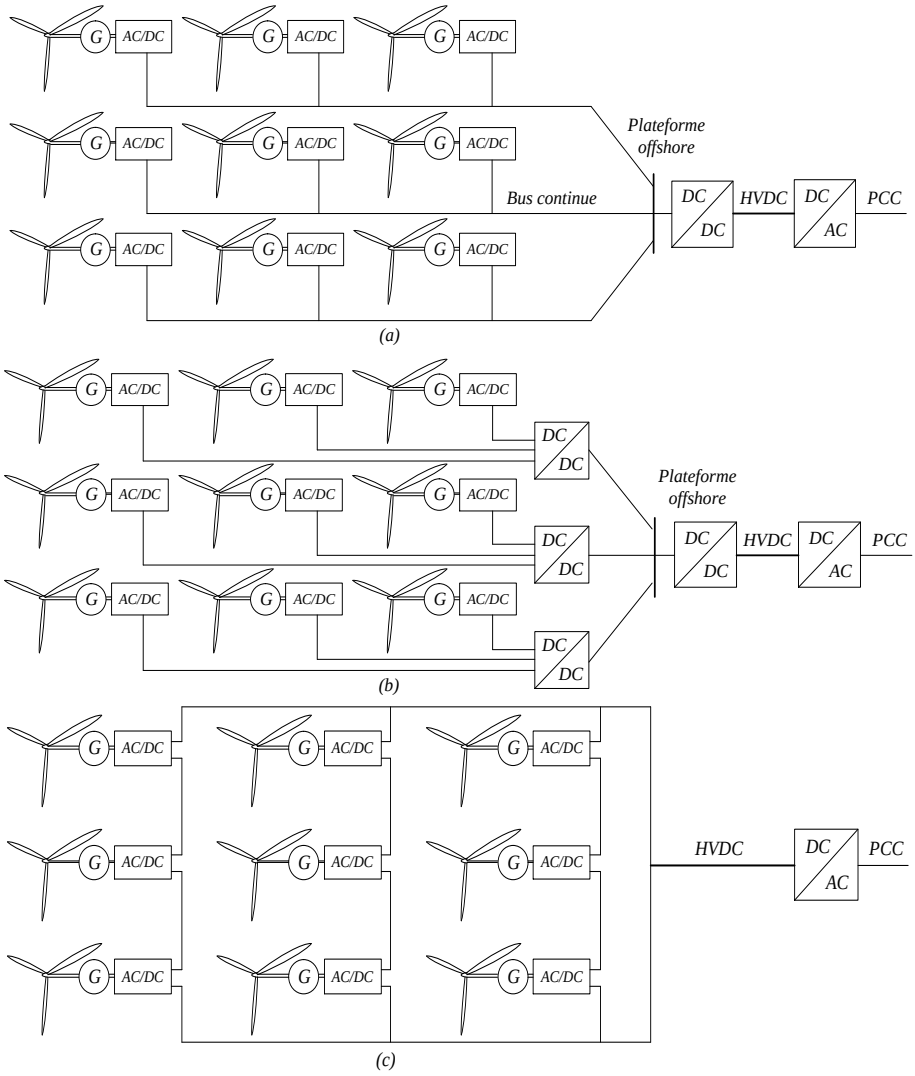

Figure (I.4) : Quelques configurations du réseau interne en DC : (a) convertisseur DC/DC commun [69], (b) convertisseur DC/DC commun à des groupes d'éoliennes [68], (c) raccordement DC en série [68]

La configuration présentée dans la figure (I.4.a) est analogue à celle en AC. La tension de sortie du générateur éolienne AC est faible de l'ordre 570 V, un convertisseur DC/DC est nécessaire pour l'élévation de la tension de sortie DC, au lieu d'un transformateur dans le cas d'un réseau interne en

AC. Une autre alternative en DC est présentée sur la figure (I.4.b). Par rapport à l'architecture précédente, celle-ci comporte d'autres convertisseurs DC/DC pour chaque groupe d'éoliennes et offre ainsi un degré de liberté supplémentaire pour le contrôle [2].

Dans figure (I.4.c), la tension de transport en HVDC est obtenue par sommation des tensions de sorties des éoliennes raccordées en série. L'avantage est que le convertisseur DC/DC et le poste de transformation en offshore ne sont pas nécessaires dans cette configuration. De plus, le transformateur d'éolienne est de taille réduite. L'inconvénient est que le convertisseur AC/DC dans l'éolienne doit pouvoir fonctionner en haute tension, car en cas de panne (perte d'une éolienne) les autres éoliennes dans la même chaine doivent augmenter leurs tensions de sorties afin de maintenir le même niveau de tension du bus DC [2].

I.2.5. Agrégation d'une ferme éolienne offshore

Les éoliennes peuvent être regroupées dans un parc éolien pour produire de l'énergie électrique en tant que centrale électrique conventionnelle. Un parc éolien offshore à grande échelle est constitué de quelques centaines à plusieurs centaines d'éoliennes réparties sur une zone étendue et sa capacité installée totale pourrait atteindre 1000 MW ou même plus [73]. Dans ce sens, des nombreux travaux ont été réalisés à ce jour sur l'équivalence électrique des parcs éoliens, sans compromettre de manière significative l'exactitude des résultats de la simulation [74]. Typiquement, deux tendances principales de modélisation des parcs éoliens ont été observées dans la littérature [2] :

- le modèle agrégé ;
- le modèle détaillé.

En ce qui concerne les modèles détaillés, en raison de leur complexité inhérente, plusieurs références suggèrent que les modèles détaillés sont inappropriées parce que leurs simulations sont beaucoup plus exigeantes en termes de calcul et que, essentiellement, les avantages potentiels ne rentabilisent pas l'effort de modélisation supplémentaire [75] [76]. Mais, malgré cette position, le modèle détaillé est adapté aux recherches du parc éolien lui-même, par exemple, les interactions entre les éoliennes individuelles, la réponse des éoliennes à un défaut survenant dans le réseau interne du parc éolien, la mise à la terre du système électrique éolien et l'optimisation de la disposition du parc éolien [10].

Cependant, lorsque le but de recherche se concentre sur la réponse collective du parc éolien, l'impact de l'intégration de grands parcs éoliens dans le réseau électrique et son influence sur sa stabilité, l'interaction du parc éolien avec d'autres centrales électriques, le modèle agrégé devrait être appliqué. L'approche agrégée représente un parc éolien par une éolienne équivalente avec une capacité de puissance rééchelonnée, où les éoliennes sont caractérisées par de très faibles plages de vitesse proche à la vitesse de puissance nominale. Par conséquent, la puissance du générateur agrégé peut être simplement multipliée par le nombre d'éoliennes. La faible différence de vitesse du vent signifie que les composants mécaniques peuvent également être agrégés [10] [77].

Il existe plusieurs méthodes d'agrégation dans la littérature, à savoir l'agrégation équivalente unique, l'agrégation complète et la semi-agrégation.

I.2.5.1. Agrégation équivalente unique

Dans ce concept d'agrégation, le parc éolien est modélisé par une seule éolienne équivalente, il représente un groupe d'éoliennes individuelles ayant les mêmes caractéristiques, comme le montre la figure (I.5). Le modèle agrégé comprend : turbines éoliennes, condensateurs de compensation, transformateurs élévateurs, etc. Par conséquent, la puissance nominale du générateur d'éolien équivalent est redéfinie à n fois la puissance nominale du générateur d'éolienne individuel, où n est le nombre d'éoliennes agrégées [78] [79]. Ce modèle de parc éolien équivalent est basé sur l'agrégation d'éoliennes avec des vents entrants identiques dans une éolienne équivalente qui reçoit un vent équivalent égal au vent incident sur le groupe des éoliennes. Pour les éoliennes qui connaissent des vents entrants similaires (petites différences dans la vitesse du vent), il est proposé d'utiliser le vent moyen provenant des vents incidents sur les éoliennes agrégées en tant que vent équivalent incident sur la turbine équivalente [80].

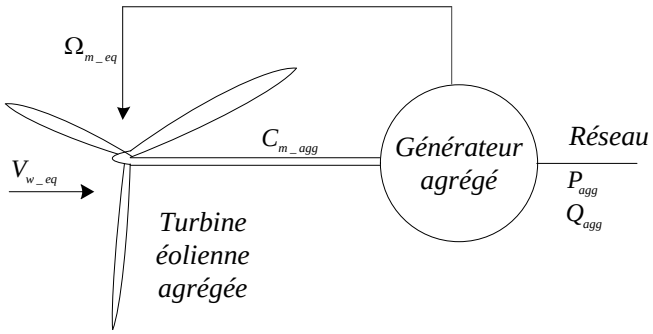

Figure (I.5) : Modèle agrégé équivalent unique d'un parc éolien

I.2.5.2. Agrégation complète

Les techniques adoptées dans ce concept sont similaires à celles utilisées dans l'agrégation équivalente unique, mais dans ce cas la ferme peut être divisée en plusieurs groupes de turbines. Les regroupements dépendent des caractéristiques de la turbine, du profil de la vitesse du vent et le placement des éoliennes dans la ferme.

Chaque groupe contient les mêmes types d'éoliennes (même capacité et conditions opérationnelles), puis chaque groupe est représenté par une éolienne équivalente, comme le montre la figure (I.6). Pour des éoliennes identiques, une éolienne équivalente et un générateur équivalent présentent une taille égale à *n* fois la taille des éoliennes individuelles [10] [80] [81].

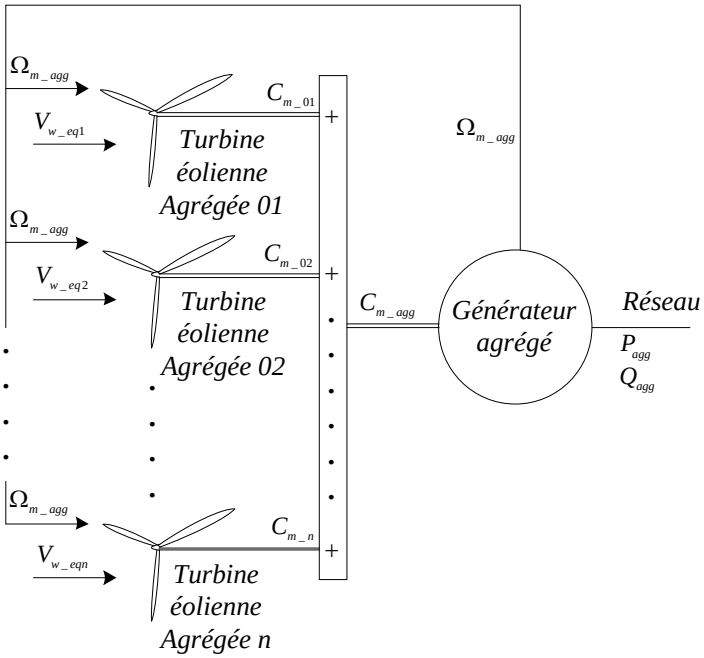

Figure (I.6) : Modèle agrégé complet d'un parc éolien

I.2.5.3. Semi-agrégation

La semi-agrégation est basée également à une éolienne équivalente pour représenter l'ensemble du parc éolien comme pour une agrégation complète, mais ce modèle équivalent est capable de refléter la situation où les éoliennes dans un parc éolien reçoivent différentes vitesses de vent entrantes (le cas où les éoliennes sont largement séparées). Pour ce faire, ce modèle comprend un générateur équivalent présentant *n* fois l'échelle d'un générateur d'éolien individuelle avec des turbines discrètes [10]. La figure (I.7) présente la semi-agrégation d'un parc éolien recevant des vents différents.

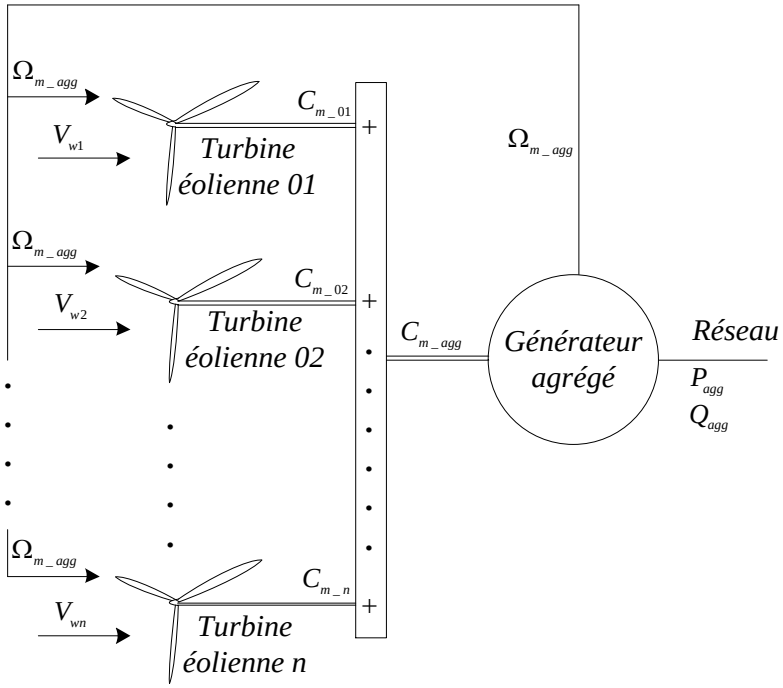

Figure (I.7) : Modèle semi-agrégé d'un parc éolien

I.3. Modélisation d'un système éolien

La modélisation de l'éolienne nécessite la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pales, du générateur électrique, des convertisseurs de puissance et leurs systèmes de commande [6].

I.3.1. Modélisation du vent

Le vent est la source principale d'énergie pour faire fonctionner une éolienne; c'est pourquoi il est nécessaire de connaitre son modèle mathématique. Le modèle du vent est donné par une représentation en série de *Fourrier* qui présente le vent comme un signal constitué par une superposition de plusieurs harmoniques [56]. Il est donné par :

$$V_w(t) = A + \sum_{k=1}^{i} a_k \sin(\omega_k t) \tag{I.1}$$

Avec :

V_w : Vitesse du vent (m/sec);

A : Valeur moyenne de la vitesse du vent;

a_k : Amplitude de l'harmonique d'ordre k;

ω_k : Pulsation de l'harmonique d'ordre k.

I.3.2. Modèle aérodynamique de la turbine éolienne

La modélisation de la turbine consiste à exprimer la puissance extractible en fonction de la vitesse incidente du vent et des conditions de fonctionnement, cela permettra de connaitre le couple éolien appliquée sur l'arbre lent de l'éolienne [6].

I.3.2.1. Puissance du vent

L'énergie éolienne provient de l'énergie cinétique du vent. L'énergie cinétique d'une quantité de vent de masse m et de vitesse V_w est donnée par la relation suivante :

$$E_c = \frac{1}{2} m V_w^2 \tag{I.2}$$

Avec

m : masse d'air.

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

$$P_m = \frac{1}{2} m V_w^3 \tag{I.3}$$

I.3.2.2. Puissance récupérable du vent – Limite de *Betz*

La théorie globale du générateur éolien à axe horizontal a été établie par le physicien *Albert Betz* [6]. *A. Betz* suppose que le générateur éolien est représenté par une vitesse en amont V_1 de la turbine et une vitesse en aval V_2. La production d'énergie ne pouvant se faire que par la conversion de l'énergie cinétique, la vitesse V_2 est nécessairement inférieure à V_1. La moitié de la somme des deux vitesses est la vitesse du vent qui traverse le rotor, comme le montre la figure (I.8).

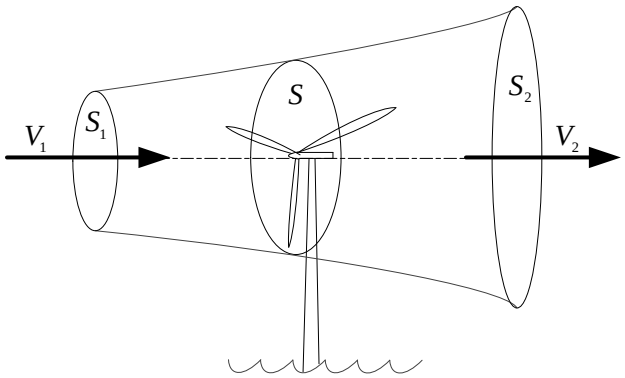

Figure (I.8) : Tube de courant d'air autour d'une éolienne

La masse d'air en mouvement traversant ce tube en un second est donnée par le produit de la densité d'air, la surface, et la vitesse moyenne :

$$m = \rho S \left(\frac{V_1 + V_2}{2} \right) \tag{I.4}$$

Avec :

ρ : Densité d'aire est approximativement 1,225 (kg/m^3) à la pression atmosphérique à 15°C;

S : Surface balayée par les pales de la turbine en (m^2).

La puissance extraite par les pales du rotor dépend de la différence entre la vitesse du vent en amont et celle en aval de la turbine; elle est exprimée par l'équation suivante :

$$P_m = \frac{m\left(V_1^2 - V_2^2\right)}{2} \tag{I.5}$$

En remplaçant *m* par son expression, il vient :

$$P_m = \rho S \frac{\left(V_1 + V_2\right)\left(V_1^2 - V_2^2\right)}{4} \tag{I.6}$$

Si le vent est théoriquement non perturbé, traversait cette même surface *S* sans diminution de vitesse soit à la vitesse V_w, la puissance P_{mth} correspondante serait alors :

$$P_{mth} = \frac{1}{2} \rho S V_w^3 \tag{I.7}$$

Le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{mth}} = \frac{1}{2}\left(1+\frac{V_2}{V_1}\right)\left(1-\frac{V_2^2}{V_1^2}\right) \tag{I.8}$$

Selon *A. Betz*, la puissance mécanique maximale récupérable par un capteur éolien est égale à 16/27 de la puissance incidente qui traverse l'éolienne. Cette limite sera théoriquement atteinte lorsque la vitesse du vent en aval sera égale à la vitesse amont divisée par 3 *($V_2=V_1/3$)* [4].

I.3.2.3. Vitesse spécifique (Tip-Speed-Ratio)

On définit la vitesse spécifique ou normalisée λ comme étant le rapport de la vitesse linéaire en bout des pales de la turbine $\Omega_t R_t$ sur la vitesse instantanée de vent V_w; elle est donnée par l'expression suivante :

$$\lambda = \frac{R_t \Omega_t}{V_w} \tag{I.9}$$

Avec :

Ω_t : Vitesse angulaire de rotation des pâles (rad/s);

R_t : Rayon des pâles de l'éolienne (m).

I.3.2.4. Coefficient de puissance

On définit le coefficient de puissance par le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible :

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mth}} = \frac{1}{2}\left(1+\frac{V_2}{V_1}\right)\left(1-\frac{V_2^2}{V_1^2}\right) \tag{I.10}$$

La puissance captée par la turbine devient donc :

$$P_m = \frac{1}{2}\rho S C_p V_w^3 \tag{I.11}$$

L'expression du coefficient de puissance est donnée selon [4], par la formule :

$$C_p(\lambda,\beta) = C_1\left(C_2 - C_3\beta - C_4\beta^{2.14} - C_5\right)e^{-C_6} \tag{I.12}$$

Où

β : est l'angle d'orientation.

Les valeurs des C_i choisies selon [6] sont :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda+0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3+1}\ C_1 = 0.5\ C_2 = \frac{116}{\lambda_i}\ C_3 = 0.4\ C_4 = 0\ C_5 = 5\ C_6 = \frac{21}{\lambda_i}$$

I.3.3. Modèle de la partie mécanique

La partie mécanique de la turbine comprend trois pales orientables identiques de rayon R_t. Elles sont fixées sur un arbre d'entrainement tournant à une vitesse de rotation Ω_t. De plus, on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée. De part la conception aérodynamique des pales, nous considérons que leur coefficient de frottement par rapport à l'air est très faible et peut être négligé. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement seront négligeables devant les pertes par frottement du côté de la génératrice [10] [82].

Connaissant la vitesse de rotation de la turbine, le couple capté par la turbine C_t est donc directement déterminé par :

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = C_p(\lambda, \beta)\frac{\rho S V_w^3}{2}\frac{1}{\Omega_t} \tag{I.13}$$

Nous pouvons écrire l'équation fondamentale de la dynamique du système mécanique sur l'arbre mécanique du générateur par :

$$J\frac{d\Omega_m}{dt} + f\Omega_m = C_t - C_{em} \tag{I.14}$$

Avec

J : Inertie totale;

f : Coefficient de frottement total;

C_{em} : Couple électromagnétique développé par la génératrice.

Où :

$$J = J_t + J_m \approx J_t \text{ et } f = f_t + f_m \approx f_m \tag{I.15}$$

Avec :

J_m : Inertie de la machine;

f_m: Coefficient de frottement de la machine;

J_t : Inertie de la turbine;

f_t : Frottement des pâles.

I.3.4. Modèle électrique de la génératrice synchrone à aimants permanents

Dans les éoliennes offshores actuelles, il existe principalement trois types de générateurs éoliens : générateur asynchrone à cage SCIG, générateur asynchrone à double alimentation DFIG et générateur synchrone à aimants permanents PMSG.

L'éolienne de type SCIG est la plus utilisée dans les systèmes offshores [2]. La fiabilité de sa chaine de conversion est plus élevée que la DFIG dû à l'absence du système bague-balais. De plus, elle est plus compétitive en termes de coût. Néanmoins, la structure DFIG est de plus en plus utilisée dans les parcs éoliens offshores actuels grâce à la puissance réduite du convertisseur placé au rotor [2]. Enfin, le générateur PMSG présente de nombreux avantages, tels qu'une contrainte mécanique réduite, une capture de puissance accrue, un bruit acoustique réduit et, enfin, une capacité de contrôle élevée, ce qui constitue une préoccupation majeure pour l'intégration des grands parcs éoliens [83].

Comparé aux autres générateurs éoliens, le PMSG est plus efficace, et il est moins compliqué et plus facile à construire. Le rendement élevé et la grande fiabilité et disponibilité de la structure utilisant cette génératrice, la rende très attractive dans les éoliennes de futurs parcs offshores [2].

Un générateur synchrone à entraînement direct utilise un générateur synchrone dont le rotor présent un grand nombre de pôles et dont les enroulements du stator sont connectés au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance à pleine échelle (Back-to-back). Le grand nombre de pôles montés sur le rotor permet au générateur de fonctionner à basse vitesse. Cela signifie que la boîte de vitesses peut être omise, et le générateur est directement couplé au rotor de l'éolienne [84]. Un générateur synchrone combiné à un convertisseur de puissance à pleine échelle est un concept attrayant pour les éoliennes. Ces éoliennes ont l'avantage de pouvoir contrôler entièrement la plage de vitesse de 0 à 100% de la vitesse synchrone et de supporter à la fois la compensation de puissance réactive et la connexion au réseau en douceur [10]. Cependant, le calibre du convertisseur de puissance correspond à la puissance nominale du générateur engendre plus des pertes [84] [85]. Ce convertisseur de puissance contrôle le flux d'énergie vers le réseau. De plus, il découpe la fréquence du réseau électrique et la fréquence du rotor mécanique.

Le modèle mathématique de la génératrice synchrone à aimants permanents nécessite l'adoption de certaines hypothèses simplificatrices. Ces simplifications ci-après proviennent des propriétés des machines à courants alternatifs [6] [83].

- Le circuit magnétique est considéré linéaire (absence de saturation);
- La distribution sinusoïdale des *fmm* crées par les enroulements statoriques;
- L'effet d'encochage est négligé;
- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température;
- L'hystérésis, l'effet de peau et les courants de *Foucault* sont négligés.

La structure électrique d'une PMSG triphasée est illustrée sur la figure (II.9).

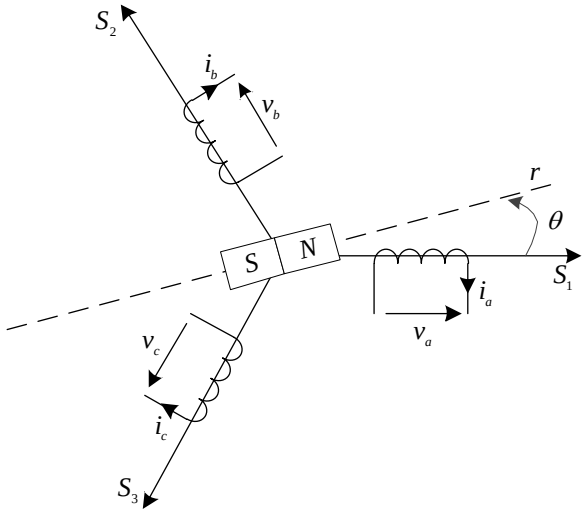

Figure (I.9) : Représentation d'une PMSG dans le repère *abc*

Le système d'équations des tensions de la génératrice synchrone dans le plan *abc* est donné par :

$$\begin{aligned} v_a &= -R_g i_a + \frac{d\psi_a}{dt} \\ v_b &= -R_g i_b + \frac{d\psi_b}{dt} \\ v_c &= -R_g i_c + \frac{d\psi_c}{dt} \end{aligned} \tag{I.16}$$

Avec :

R_g : Résistance statorique par phase;

ψ_{abc} : Flux traversant les bobines statoriques.

Afin de simplifier la modélisation, il est préférable d'utiliser un repère biphasé lié au rotor. Ce dernier permet de travailler avec un système à deux équations au lieu d'un système à trois équations. Pour ce faire on utilise la transformation de *Park* assurant la conservation de la puissance via la matrice de passage suivante :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \tag{I.17}$$

Où : θ est l'angle électrique désignant la position du rotor par rapport au stator.

Enfin, les équations de la génératrice synchrone à aimants permanents dans le repère biphasée sont données par les expressions suivantes :

$$v_d = -R_g i_d - L_d \frac{di_d}{dt} + \omega_p L_q i_q$$
$$v_q = -R_g i_q - L_q \frac{di_q}{dt} - \omega_p L_d i_d + \omega_p \psi_f \quad \text{(I.18)}$$

Avec :

$v_{d,q}$: Tensions statoriques sur les axes *d* et *q*;

$i_{d,q}$: Courants statoriques sur les axes *d* et *q*;

$L_{d,q}$: Inductances statoriques sur les axes *d* et *q*;

Ψ_f : Flux des aimants;

ω_p : Vitesse angulaire électrique (pulsation électrique).

L'expression du couple électromagnétique est donnée par :

$$C_{em} = p\left(i_q \psi_f - \left(L_d - L_q\right) i_d i_q\right) \quad \text{(I.19)}$$

Avec :

p : Nombre de paires de pôles.

I.3.5. Modélisation de l'étage de conversion

La chaine de conversion de puissance est composée de deux convertisseurs dos à dos (back-to-back), l'un fonctionne comme un redresseur et l'autre comme un onduleur, et ils sont reliés par un bus DC comme le montre la figure (I.10). Cette topologie est capable d'assurer un écoulement bidirectionnel de la puissance active, le réglage du déphasage entre le courant et la tension du réseau ainsi que la régulation de la tension du bus DC [6].

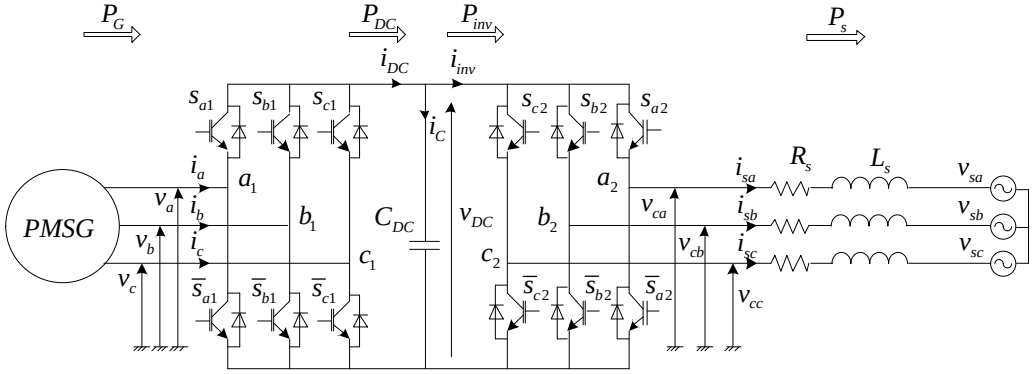

Figure (I.10) : Schéma électrique d'une chaine de conversion d'énergie dans un système éolienne à base de PMSG

I.3.5.1. Modélisation du convertisseur du côté réseau

Le côté alternatif d'onduleur peut être modélisé dans le repère *abc* par l'équation suivante :

$$v_{sabc} = v_{cabc} - R_s i_{sabc} - L_s \frac{di_{sabc}}{dt} \quad \text{(I.20)}$$

Avec :

v_{sabc} : Tensions du réseau;

i_{sabc} : Courants du réseau;

v_{cabc} : Tensions de sortie d'onduleur;

L_s : Inductance du filtrage;

R_s : Résistance interne de la bobine de filtrage.

Pour rendre le modèle du système sous une forme plus simplifiée, on fait appel à la transformation de *Concordia* suivante :

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \tag{I.21}$$

On appliquant la transformation (I.21), l'équation (I.20) peut être réécrite sous la forme :

$$v_{s\alpha\beta} = v_{c\alpha\beta} - R_s i_{s\alpha\beta} - L_s \frac{di_{s\alpha\beta}}{dt} \tag{I.22}$$

La transformation du système biphasé dans le repère *dq* nécessite la matrice de rotation suivante :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta_s & \sin\theta_s \\ -\sin\theta_s & \cos\theta_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \tag{I.23}$$

Où : $\theta_s = \int_0^t \omega_s dt$, et ω_s : est la pulsation électrique du réseau.

L'application de la transformation (I.23) conduit au modèle dans le repère *dq* suivant :

$$\begin{aligned} L_s \frac{di_{sd}}{dt} &= v_{cd} - v_{sd} - R_s i_{sd} + \omega_s L_s i_{sq} \\ L_s \frac{di_{sq}}{dt} &= v_{cq} - v_{sq} - R_s i_{sq} - \omega_s L_s i_{sd} \end{aligned} \tag{I.24}$$

Le côté continu du convertisseur est modélisé par :

$$i_s = i_{DC} - C \frac{dV_{DC}}{dt} \tag{I.25}$$

I.3.6. Commande de la génératrice synchrone

Les éoliennes à vitesse variable présentent l'avantage d'imposer leur vitesse à celle du vent et non pas l'inverse. L'imposition d'une vitesse bien déterminée, nécessite la mise en œuvre d'une stratégie de commande de la cascade (PMSG-Redresseur Pulse Width Modulation PWM) [83].

I.3.6.1. Principe et structure de la commande

Donc, la commande vectorielle revient alors à contrôler les deux composantes i_d et i_q du courant statorique en imposant les tensions v_d et v_q. En effet, pour imposer les tensions v_d et v_q, il suffira d'imposer les tensions de référence v_{dref} et v_{qref} à l'entrée du convertisseur. A l'aide de régulateurs, l'obtention des tensions de référence permet de maintenir les courants direct et en quadrature au voisinage de leurs valeurs de référence i_{dref} et i_{qref}. Parmi les stratégies de commande vectorielle appliquée à la machine synchrone, celle qui consiste à imposer une référence du courant $i_d=0$ est la plus repandue [6] [56]. Comme présente la figure (I.11).

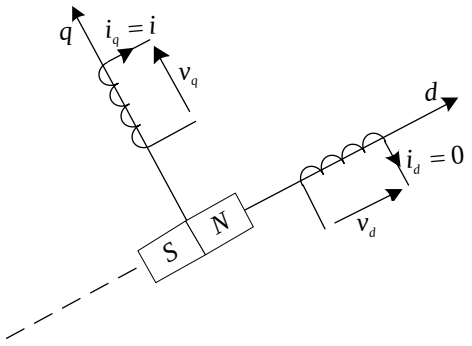

Figure (I.11) : Représentation d'une PMSG dans le repère *dq*

La structure générale de la commande vectorielle de la PMSG est schématisée sur la figure (I.12).

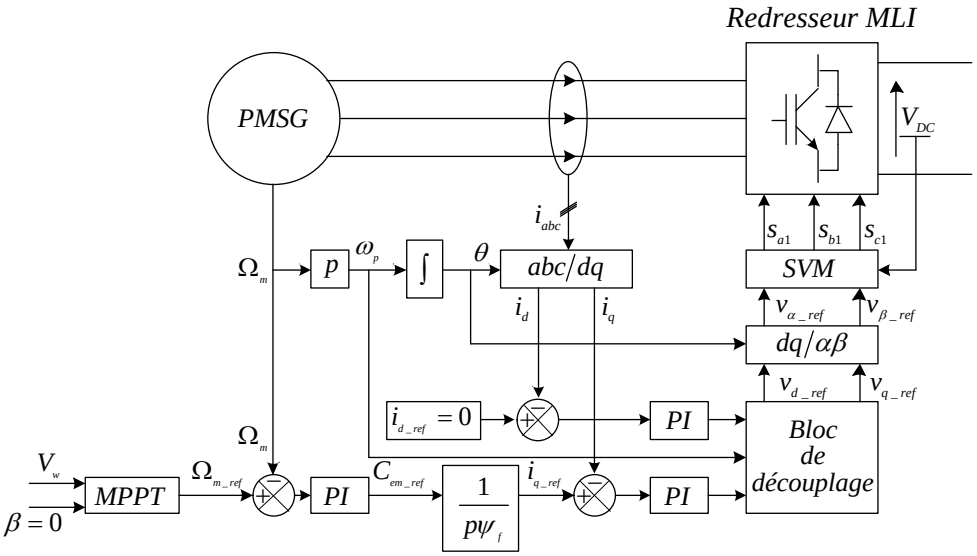

Figure (I.12) : Structure générale de la commande vectorielle de la PMSG

I.3.6.2. Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien, et crée des variations continues de la puissance. Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de la puissance [4]. Pour s'approcher de ce but, une commande spécifique connue sous la terminologie : Maximum power point tracking doit être utilisée. L'idée de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée [59]. De cet effet, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quelque soit la puissance générée. Ceci se traduit par :

$$C_{em} = C_{emref} \tag{I.26}$$

Pour avoir un couple électromagnétique de référence, on procède à un asservissement adéquat de la vitesse, comme suit :

$$C_{emref} = PI\ \left(\Omega_{mref} - \Omega_m\right) \tag{I.27}$$

Avec :

PI : Régulateur de vitesse;

Ω_{mref} : Vitesse mécanique de référence.

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer pour maximiser la puissance extraite. On a donc :

$$\Omega_{mref} = \Omega_{tref} \tag{I.28}$$

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale C_{pmax}. La valeur de la vitesse de rotation est égale à :

$$\Omega_t = \frac{\lambda V_w}{R} \tag{I.29}$$

Dans cette partie on cherche à maintenir la vitesse spécifique à son optimum notée λ_{opt}. Une boucle de vitesse est alors mise en œuvre et sa vitesse de référence Ω_{tref} est déduite de la relation :

$$\Omega_{tref} = \frac{\lambda_{opt} V_w}{R} \tag{I.30}$$

Cette boucle est munie d'un régulateur de vitesse afin de l'asservir à sa valeur de référence et d'atténuer l'influence du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice comme il est illustré sur la figure (I.13).

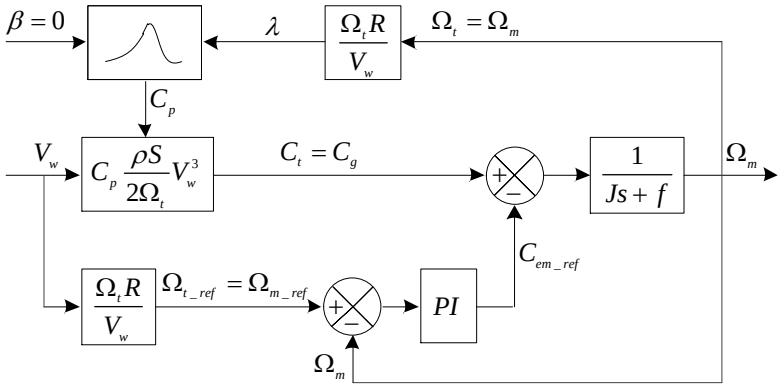

Figure (I.13) : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse

I.3.6.3. Synthèse du régulateur de vitesse

Plusieurs types de réglage peuvent être appliquées, le plus simple est le réglage avec régulateur de type PI [4] [6]. Le régulateur de vitesse permet de déterminer le couple de référence afin de maintenir la vitesse à ça valeur désirée. L'équation mécanique est donnée par :

$$J\frac{d\Omega_m}{dt} = C_g - C_{em} - f\Omega_m \tag{I.31}$$

Par l'utilisation d'un régulateur PI, on obtient le diagramme de la figure (I.14).

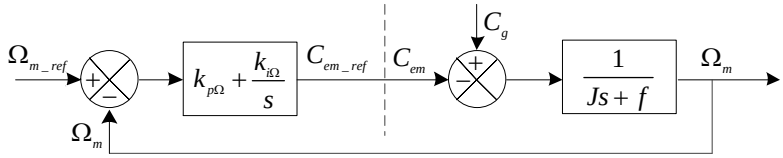

Figure (I.14) : Diagramme de régulation de la vitesse

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H_\Omega(s) = \frac{\left(k_{p\Omega}s + k_{i\Omega}\right)/J}{s^2 + \frac{\left(k_{p\Omega} + f\right)}{J}s + \frac{k_{i\Omega}}{J}} \tag{I.32}$$

En identifiant le dénominateur de l'équation (I.32) à celui de la fonction de transfert du système de deuxième ordre désiré suivant :

$$H_{\Omega d}(s) = \frac{1}{s^2 + 2\xi_\Omega \omega_{n\Omega} s + \omega_{n\Omega}^2} \tag{I.33}$$

Alors, par analogie entre les expressions (I.32) et (I.33) on obtient :

$$\begin{aligned} k_{p\Omega} &= 2\xi_\Omega \omega_{n\Omega} J - f \\ k_{i\Omega} &= J\omega_{n\Omega}^2 \end{aligned} \tag{I.34}$$

Où

ξ_Ω : Coefficient d'amortissement;

$\omega_{n\Omega}$: Pulsation propre des oscillations non amorties du système.

I.3.6.4. Synthèse des régulateurs des courants

Pour chacune des boucles de courants, nous avons adopté un régulateur PI. En examinant le modèle de la PMSG donné par l'équation (I.18), on constate que les courants i_d et i_q sont couplés. Les termes $L_q\omega\ i_q$, $L_d\omega\ i_d$ et $\omega_p\psi_f$ représentent les termes de couplage entre les axes *d* et *q*. On pose :

$$\begin{aligned} U_{dref} &= -v_{dref} + \omega_p L_q i_q \\ U_{qref} &= -v_{qref} - \omega_p L_d i_d + \omega_p \psi_f \end{aligned} \tag{I.35}$$

Les schémas bloc de régulation des courants direct et en quadrature sont illustrés sur la figure (I.15). Le couplage et l'interaction entre les deux axes sont éliminés par compensation.

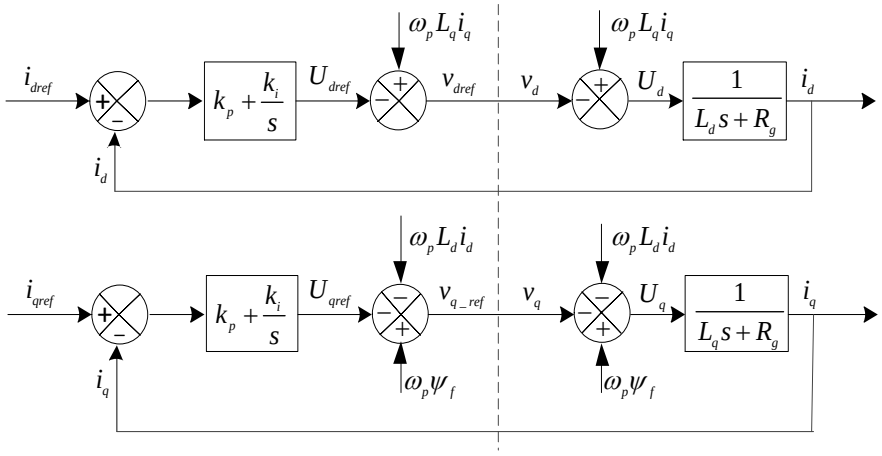

Figure (I.15) : Régulation des courants direct et en quadrature par deux régulateurs PI

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H_i(s) = \frac{\left(k_p s + k_i\right)/L_{d,q}}{s^2 + \frac{\left(k_p + R_g\right)}{L_{d,q}} s + \frac{k_i}{L_{d,q}}} \tag{I.36}$$

Etant donnée la fonction de transfert désirée d'un système du deuxième ordre en boucle fermée est:

$$H_{id}(s) = \frac{1}{s^2 + 2\xi_i \omega_{ni} s + \omega_{ni}^2} \tag{I.37}$$

Alors, par analogie entre les expressions (I.36) et (I.37) on obtient :

$$\begin{aligned} k_p &= 2L_{d,q}\xi_i\omega_{ni} - R_g \\ k_i &= L_{d,q}\omega_{ni}^2 \end{aligned} \tag{I.38}$$

Où

ξ_i : Coefficient d'amortissement;

ω_{ni} : Pulsation propre des oscillations non amorties du système.

I.3.6.5. Modulation PWM vectorielle

Parmi les techniques de modulation les plus connues, on trouve la modulation vectorielle (couramment désigné par SVM) qui traite les signaux directement dans le plan diphasé de la transformée de *Concordia*. La commande basée sur la SVM pilote le convertisseur dans le repère stationnaire *αβ*, où huit vecteurs de tensions sont accessibles (voir le diagramme vectoriel de la figure (I.16).

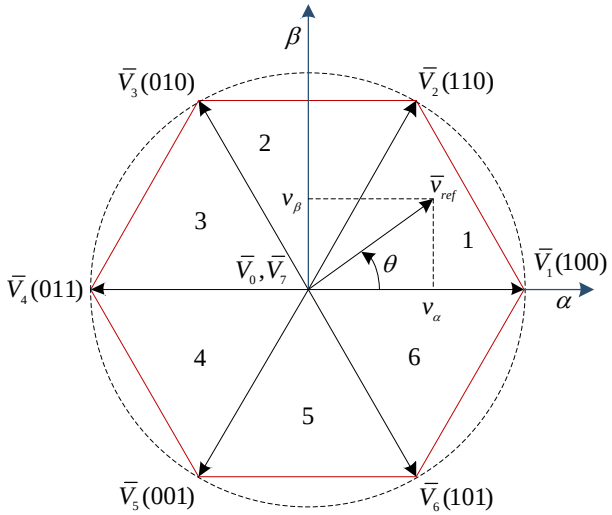

Figure (I.16) : Représentation du polygone de commutation et le vecteur de tension de référence

Parmi ces vecteurs, deux sont nuls *(v_0, v_7)*, et six ont un module $\sqrt{2/3}V_{DC}$ et une direction donnée, comme l'indique le tableau (I.4). Pour produire le vecteur de référence dans le plan *αβ*, on doit le reconstitué en effectuant une moyenne temporelle (relativement à la période de commutation) qui résulte de la combinaison linéaire des trois vecteurs adjacents. Pour cela, le plan *αβ* est divisé en six secteurs égaux. Il s'agit de déterminer ces secteurs, puis on calcule les temps correspondants aux vecteurs de tension qui composent chaque secteur [6] [40].

Tableau (I.4) : Calcul des vecteurs de tension

Vecteurs d'état	Tensions simples			Tensions composées			Projection dans le repère *αβ*	
	v_{an}	v_{bn}	v_{cn}	u_{ab}	u_{bc}	u_{ca}	v_α	v_β
$\bar{v}_0(000)$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$
$\bar{v}_1(100)$	$2/3V_{DC}$	$-1/3V_{DC}$	$-1/3V_{DC}$	$1V_{DC}$	$0V_{DC}$	$-1V_{DC}$	$\sqrt{2/3}V_{DC}$	$0V_{DC}$
$\bar{v}_2(110)$	$1/3V_{DC}$	$1/3V_{DC}$	$-2/3V_{DC}$	$0V_{DC}$	$1V_{DC}$	$-1V_{DC}$	$1/\sqrt{6}V_{DC}$	$1/\sqrt{2}V_{DC}$
$\bar{v}_3(010)$	$-1/3V_{DC}$	$2/3V_{DC}$	$-1/3V_{DC}$	$-1V_{DC}$	$1V_{DC}$	$0V_{DC}$	$-1/\sqrt{6}V_{DC}$	$1/\sqrt{2}V_{DC}$
$\bar{v}_4(011)$	$-2/3V_{DC}$	$1/3V_{DC}$	$1/3V_{DC}$	$-1V_{DC}$	$0V_{DC}$	$1V_{DC}$	$-\sqrt{2/3}V_{DC}$	$0V_{DC}$
$\bar{v}_5(001)$	$-1/3V_{DC}$	$-1/3V_{DC}$	$2/3V_{DC}$	$0V_{DC}$	$-1V_{DC}$	$1V_{DC}$	$-1/\sqrt{6}V_{DC}$	$-1/\sqrt{2}V_{DC}$
$\bar{v}_6(101)$	$1/3V_{DC}$	$-2/3V_{DC}$	$1/3V_{DC}$	$1V_{DC}$	$-1V_{DC}$	$0V_{DC}$	$1/\sqrt{6}V_{DC}$	$-1/\sqrt{2}V_{DC}$
$\bar{v}_7(111)$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$	$0V_{DC}$

Calcul des temps d'application : Dans le cas ou le vecteur de référence se trouve dans le secteur *i* (*i = 1,…,6*), on désigne par t_i, t_{i+1} les durées d'application des vecteur adjacents v_i, v_{i+1}, et par t_0 la durée d'application du vecteur nul.

Pour assurer l'égalité de la valeur moyenne de la tension et sa référence à partir d'un instant *t*, on doit assurer que :

$$\frac{1}{T_s}\int_t^{t+T_s}\bar{v}_{ref}dt=\frac{1}{T_s}\left[\int_t^{t+t_1}\bar{v}_i dt+\int_{t+t_1}^{t+t_1+t_2}\bar{v}_{i+1}dt+\int_{t+t_1+t_2}^{t+T_s}\bar{v}_0 dt\right] \quad (I.39)$$

Comme exemple, les vecteurs de tension dans le premier secteur sont :

$$\begin{aligned}&\bar{v}_{ref}=v_{\alpha ref}+jv_{\beta ref}\\&\bar{v}_1=\sqrt{\frac{2}{3}}V_{DC}\\&\bar{v}_2=\sqrt{\frac{2}{3}}V_{DC}\left(\frac{1}{2}+j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)\\&\bar{v}_0=0\end{aligned} \quad (I.41)$$

Par identification, on obtient :

$$\begin{cases} v_{\alpha ref} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{DC} \frac{t_1}{T_s} + \frac{1}{\sqrt{6}} V_{DC} \frac{t_2}{T_s} \\ v_{\beta ref} = \frac{1}{\sqrt{2}} V_{DC} \frac{t_2}{T_s} \end{cases} \quad \text{(I.42)}$$

A partir de l'équation (I.42), les temps d'application peuvent être calculés par :

$$\begin{aligned} t_1 &= \frac{\sqrt{6} v_{\alpha ref} - \sqrt{2} v_{\beta ref}}{2V_{DC}} T_s \\ t_2 &= \frac{\sqrt{2} v_{\beta ref}}{V_{DC}} T_s \\ t_0 &= T_s - t_1 - t_2 \end{aligned} \quad \text{(I.43)}$$

En effectuant le même calcul, nous obtenons les temps d'application des vecteurs de tension dans chaque secteur, comme le montre le tableau (I.5).

Tableau (I.5) : Temps d'application des vecteurs de tension pour chaque secteur

Secteur 1	Secteur 2	Secteur 3
$t_1 = \frac{\sqrt{6} v_{\alpha ref} - \sqrt{2} v_{\beta ref}}{2V_{DC}} T_s$	$t_2 = \frac{\sqrt{6} v_{\alpha ref} + \sqrt{2} v_{\beta ref}}{2V_{DC}} T_s$	$t_3 = \frac{\sqrt{2} v_{\beta ref}}{2V_{DC}} T_s$
$t_2 = \frac{\sqrt{2} v_{\beta ref}}{V_{DC}} T_s$	$t_3 = \frac{-\sqrt{6} v_{\alpha ref} + \sqrt{2} v_{\beta ref}}{2V_{DC}} T_s$	$t_4 = \frac{-\sqrt{6} v_{\alpha ref} - \sqrt{2} v_{\beta ref}}{2V_{DC}} T_s$
$t_0 = T_s - t_1 - t_2$	$t_0 = T_s - t_2 - t_3$	$t_0 = T_s - t_3 - t_4$
Secteur 4	Secteur 5	Secteur 6
$t_4 = \frac{-\sqrt{6} v_{\alpha ref} + \sqrt{2} v_{\beta ref}}{2V_{DC}} T_s$	$t_5 = \frac{-\sqrt{6} v_{\alpha ref} - \sqrt{2} v_{\beta ref}}{2V_{DC}} T_s$	$t_6 = \frac{-\sqrt{2} v_{\beta ref}}{V_{DC}} T_s$
$t_5 = \frac{-\sqrt{2} v_{\beta ref}}{V_{DC}} T_s$	$t_6 = \frac{\sqrt{6} v_{\alpha ref} - \sqrt{2} v_{\beta ref}}{2V_{DC}} T_s$	$t_1 = \frac{\sqrt{6} v_{\alpha ref} + \sqrt{2} v_{\beta ref}}{2V_{DC}} T_s$
$t_0 = T_s - t_4 - t_5$	$t_0 = T_s - t_5 - t_6$	$t_0 = T_s - t_6 - t_1$

Génération des impulsions : Les vecteurs à appliquer pour différentes positions du vecteur tension de référence sont indiqués par la figure (I.17). La figure (I.17) permet de donner la relation entre t_{on}, t_{off} de chaque interrupteur et les durées de conduction t_i, t_{i+1}, t_0. Pour le secteur 1, d'après la figure (I.15), on a les relations suivantes :

$$\begin{aligned} t_{a,on} &= \frac{t_0}{4} & t_{a,off} &= \frac{3t_0}{4} + t_1 + t_2 \\ t_{b,on} &= \frac{t_0}{4} + \frac{t_1}{2} & t_{b,off} &= \frac{3t_0}{4} + \frac{t_1}{2} + t_2 \\ t_{c,on} &= \frac{t_0}{4} + \frac{t_1}{2} + \frac{t_2}{2} & t_{c,off} &= \frac{3t_0}{4} + \frac{t_1}{2} + \frac{t_2}{2} \end{aligned} \quad \text{(I.44)}$$

De la même manière on peut déterminer les instants de commutation t_{on}, t_{off} de chaque interrupteur pour les autres secteurs.

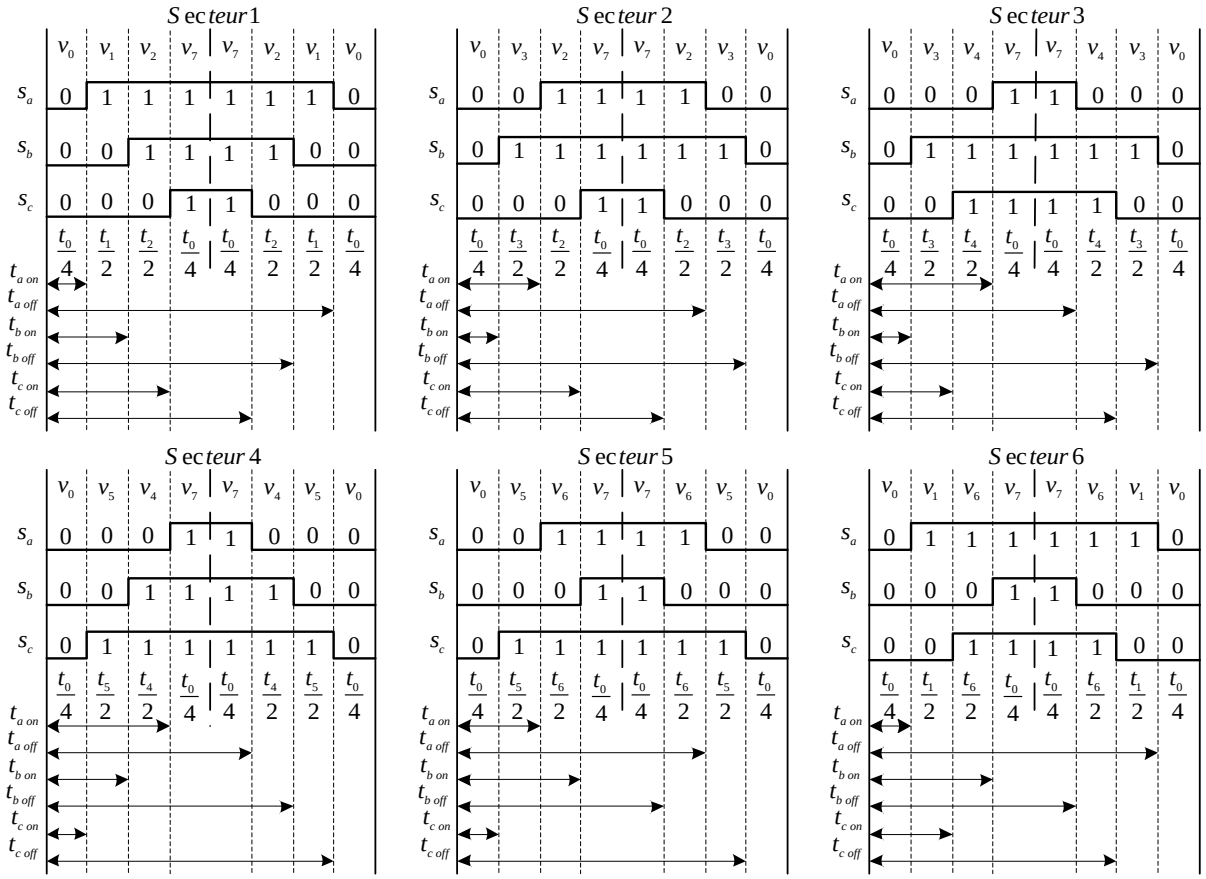

Figure (I.17) : Vecteurs à appliquer pour chaque secteur

I.3.7. Commande de l'onduleur du côté réseau

Le système de production d'énergie est connecté au réseau triphasé via un onduleur et un filtre triphasé. Le rôle d'onduleur est de maintenir la tension du bus continu constante quelque soit l'amplitude et le sens de la puissance, en générant le courant du condensateur nécessaire notamment dans la phase de démarrage par le contrôle des courants transités par le réseau via le filtre [4].

Un control vectoriel dans le repère de *Park* des courants a été adopté en utilisant un repère synchronisé avec la tension du réseau. Le convertisseur est commandé de manière à imposer des références aux tensions simples à partir de la mesure de la tension du bus continu. La figure (I.18) illustre la commande par orientation de la tension de l'onduleur du côté réseau.

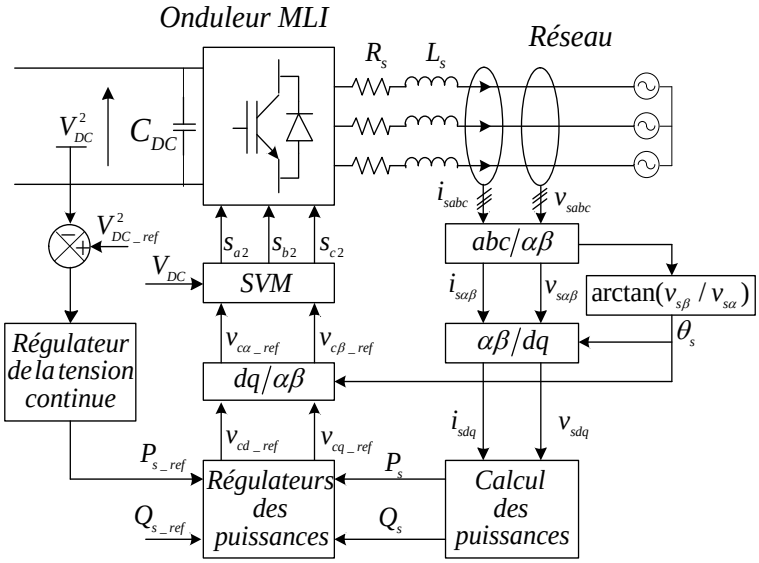

Figure (I.18) : Principe de la commande de l'onduleur du côté réseau

I.3.7.1. Calcul des puissances instantanées

La puissance active instantanée est définie par le produit scalaire entre les courants et les tensions. Par contre, la puissance réactive est définie par leur produit vectoriel. Les puissances active et réactive dans le repère *dq* sont exprimées par :

$$\begin{aligned} P_s &= v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq} \\ Q_s &= v_{sd} i_{sq} - v_{sq} i_{sd} \end{aligned} \tag{I.45}$$

L'adaptation de ces équations au système d'axes choisi, dans notre cas $(v_{sd} = v_s, v_{sq} = 0)$ donne :

$$\begin{aligned} P_s &= v_{sd} i_{sd} \\ Q_s &= v_{sd} i_{sq} \end{aligned} \tag{I.46}$$

I.3.7.2. Régulation de la tension continue

La régulation de la tension continue est assurée par un régulateur de type PI. Ce dernier corrige l'erreur entre le carré de la tension continue mesurée et sa référence carrée.

La puissance active du côté continu de l'onduleur est comme suit :

$$P_s = P_{DC} - P_C \tag{I.47}$$

Où :

P_c : Puissance du condensateur;

P_{DC} : Puissance de la ligne continue.

En substituant P_c par sa valeur dans l'équation (I.47), on trouve :

$$P_s = P_{DC} - \frac{1}{2} C_{DC} \frac{dV_{DC}^2}{dt} \tag{I.48}$$

En utilisant la transformation de *Laplace*, on déduit la fonction de transfert suivante :

$$V_{DC}^2 = \frac{2}{C_{DC} s} \left(P_{DC}(s) - P_s(s) \right) \tag{I.49}$$

La figure (I.19) représente le schéma bloc de régulation de la tension continue.

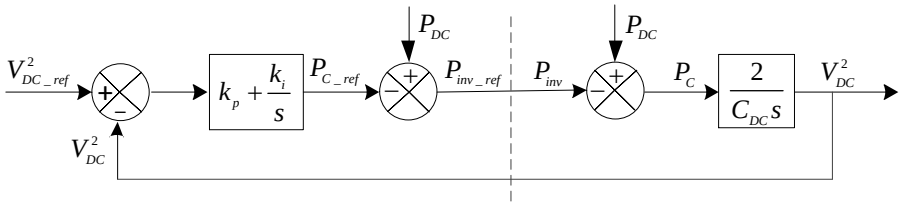

Figure (I.19) : Régulation de la tension continue avec un correcteur PI

La fonction de transfert du système en boucle fermée de la figure (I.19) est donnée par :

$$H_{DC}(s) = \frac{2\left(k_{pDC} s + k_{iDC}\right) / C_{DC}}{s^2 + \frac{2k_{pDC}}{C_{DC}} s + \frac{2k_{iDC}}{C_{DC}}} \tag{I.50}$$

Pour commander le système en boucle fermée, il est nécessaire de bien choisir les coefficients k_{pDC} et k_{iDC}, dans ce cas on utilise la méthode d'imposition des pôles [86].

La fonction de transfert d'un système désiré du deuxième ordre en boucle fermée est donnée par :

$$H_{DCd}(s) = \frac{1}{s^2 + 2\xi_{DC} \omega_{nDC} s + \omega_{nDC}^2} \tag{I.51}$$

Par analogie entre les expressions (I.50) et (I.51) on trouve :

$$\begin{aligned} k_{pDC} &= C_{DC}\xi_{DC}\omega_{nDC} \\ k_{iDC} &= C_{DC}\omega_{nDC}^2 \end{aligned} \tag{I.52}$$

Où

ξ_{DC} : Coefficient d'amortissement;

ω_{nDC} : Pulsation propre des oscillations non amorties du système.

I.3.7.3. Synthèse des régulateurs des puissances

Pour que le facteur de puissance du réseau soit unitaire, on doit imposer à la puissance réactive une référence nulle. Alors que la référence P_{sref} est issue du régulateur de la tension continue de l'onduleur. Les erreurs des puissances active et réactive sont fournies à des régulateurs PI. Les sorties compensées de ces régulateurs sont les tensions de référence (v_{cdref}, v_{cqref}) dans le repère *dq*.

On pose :

$$\begin{aligned} U_{sdref} &= v_{cdref} - v_{sd} - \omega_s L_s i_{sq} \\ U_{sqref} &= v_{cqref} - v_{sq} + \omega_s L_s i_{sd} \end{aligned} \tag{I.53}$$

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H_{PQ}(s) = \frac{v_{sq}\left(k_{pPQ}s + k_{iPQ}\right)/L_s}{s^2 + \frac{\left(v_{sq}k_{pPQ} + R_s\right)}{L_s}s + \frac{v_{sq}k_{iPQ}}{L_s}} \tag{I.54}$$

Soit la fonction de transfert d'un système du deuxième ordre désiré en boucle fermée suivante :

$$H_{PQd}(s) = \frac{1}{s^2 + 2\xi_{PQ}\omega_{nPQ}s + \omega_{nPQ}^2} \tag{I.55}$$

Avec l'introduction de deux régulateurs PI de puissance on obtient le diagramme de la figure (I.20).

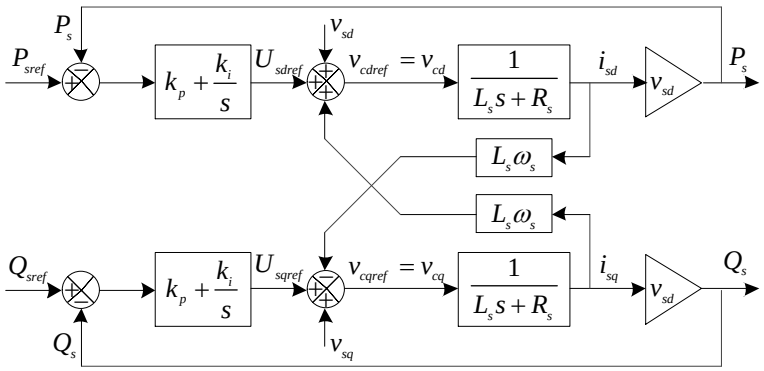

Figure (I.20) : Schéma bloc des boucles internes des puissances

Alors, par analogie entre les expressions (I.54) et (I.55) on obtient :

$$\begin{aligned} k_{pPQ} &= \frac{2L_s\xi_{PQ}\omega_{nPQ} - R_s}{v_{sq}} \\ k_{iPQ} &= \frac{L_s\omega_{nPQ}^2}{v_{sq}} \end{aligned} \tag{I.56}$$

Où

ξ_{PQ} : Coefficient d'amortissement;

ω_{nPQ} : Pulsation propre des oscillations non amorties du système.

Il faut noter que les gains donnés par l'équation (I.56) sont valables pour les deux régulateurs des puissances active et réactive.

Sachant que les deux composantes U_{sdref} et U_{sqref} sont les sorties des deux régulateurs PI, les commandes v_{cdref}, v_{cqref} sont déterminées par l'équation (I.57) comme suit :

$$\begin{aligned} v_{cdref} &= U_{sdref} + v_{sd} + \omega_s L_s i_{sq} \\ v_{cqref} &= U_{sqref} + v_{sq} - \omega_s L_s i_{sd} \end{aligned} \tag{I.57}$$

I.3.8. Modèle agrégé du parc éolien offshore

Le modèle agrégé proposé dans ce travail est basée sur un modèle d'éolien équivalent à l'ensemble du parc éolien offshore. L'agrégation est réalisée au niveau de l'onduleur de l'éolienne équivalente comme le montre la figure (I.19). La puissance délivrée par le modèle agrégé doit être équivalente à la somme des puissances des *n* éoliennes du parc éolien offshore [10] [86]. La relation donnant la puissance totale produite par le parc éolien offshore peut être obtenue à partir de la puissance de chaque onduleur comme suit :

$$P_{sn} = \sum_{i=1}^{n} P_{si} = \sum_{i=1}^{n} V_{DCi} i_{si} \tag{I.58}$$

Où, P_{sn}: est la puissance totale du parc éolien offshore et l'indice *i* représente le *i-ème* éolienne avec *i = 1, ..., n*. Dans le cas ou les éoliennes ont des paramètres identiques et elles sont exposées à la même vitesse du vent, la puissance totale du parc éolien offshore P_{sn} peut être réécrite comme :

$$P_{sn} = n\, i_s V_{DC} \tag{I.59}$$

A noter que, la valeur de la tension V_{DC} devrait correspondre à la tension de la liaison DC de la turbine éolienne en supposant un contrôle adéquat, c'est-à-dire $V_{DC} = V_{DC_ref}$. En outre, le courant i_s doit être mis à l'échelle pour être *n* fois en concordance avec les éoliennes incluses dans la procédure d'agrégation [86].

Pour le modèle agrégé proposé, l'aérodynamique et les paramètres mécaniques seront les mêmes que ceux d'une éolienne individuelle. Par conséquent, les équations de la dynamique seront les mêmes que celles mentionnées précédemment dans les sections (I.3.2-I.3.4). En ce qui concerne le modèle électrique, seule la puissance nominale du l'onduleur est modifiée pour être multiplié par le nombre d'éolienne agrégées. Sachant que la tension du point de raccordement est v_s et le courant délivré par l'éolienne agrégée est i_s, la puissance du convertisseur agrégé peut être définie comme suit :

$$P_{sn} = v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq} \tag{I.60}$$

Toutes les éoliennes ont été agrégées en une seule éolienne équivalente. Cette agrégation a été réalisée afin de réduire la complexité du modèle global. En outre, tous les composants inclus dans le convertisseur côté générateur conservent les mêmes paramètres aérodynamiques, mécaniques et électriques que ceux dans le modèle d'éolienne individuelle. Mais, les composants inclus dans le convertisseur côté réseau ont été mis à l'échelle pour produire la puissance équivalente de l'ensemble du parc éolien. Concernant la partie commande du côté onduleur agrégé est similaire à celle présentée pour l'éolienne individuelle de la section (I.3.7), en adoptant les paramètres issus d'agrégation précédente pour ce contrôle. Les entrées de l'onduleur sont : le courant agrégé i_s, la tension continue équivalent pour un parc éolien V_{DC}. Les sorties de l'onduleur sont les courants et les tensions alternatives i_s, v_t, comme le montre la figure (I.21).

I.4. Résultats de simulation

Pour vérifier la validité du modèle agrégé du parc éolien, un fonctionnement du dispositif complet a été simulé sous environnement MATLAB/Simulink. En utilisant les paramètres de la ferme éolienne (voire Annexe A). Les paramètres des régulateurs adoptés sont présentés dans tableau (I.6).

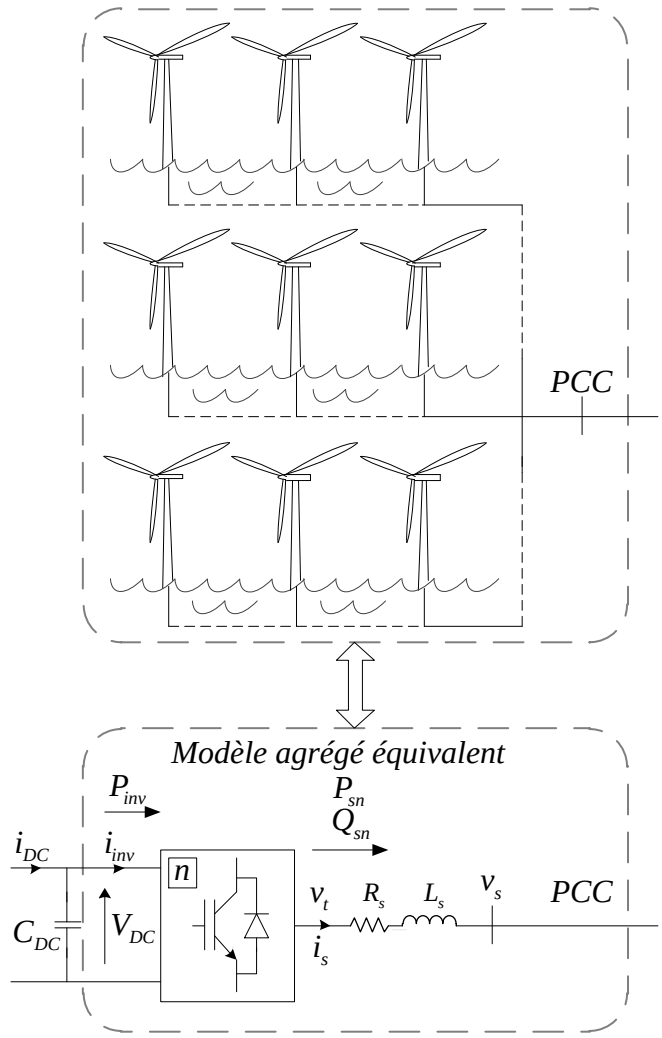

Figure (I.21) : Modèle agrégé d'un parc éolien offshore avec *n* éoliennes

Tableau (I.6) : Paramètres des régulateurs

Gains des régulateurs	Valeurs
Gains du régulateur de vitesse $k_{i\Omega}$, $k_{p\Omega}$	17.28e9, 43.2e7
Gains des régulateurs des courants k_i, k_p	1274.21, 2.83
Gains du régulateur de la tension continue k_{iDC}, k_{pDC}	25, 1
Gains des régulateurs des puissances k_{iPQ}, k_{pPQ}	22.63, 0.0056

La figure (I.22) présente les résultats de simulation de la ferme éolienne agrégée composée de 50 éoliennes. Ces éoliennes sont soumisses au même profil du vent.

La figure (I.22.a) donne une idée sur la forme adoptée pour le profil de vent. L'objectif de cette partie est de voir le degré de poursuite du point de puissance maximale ainsi que l'efficacité de la commande proposée pour la ferme éolienne équivalente.

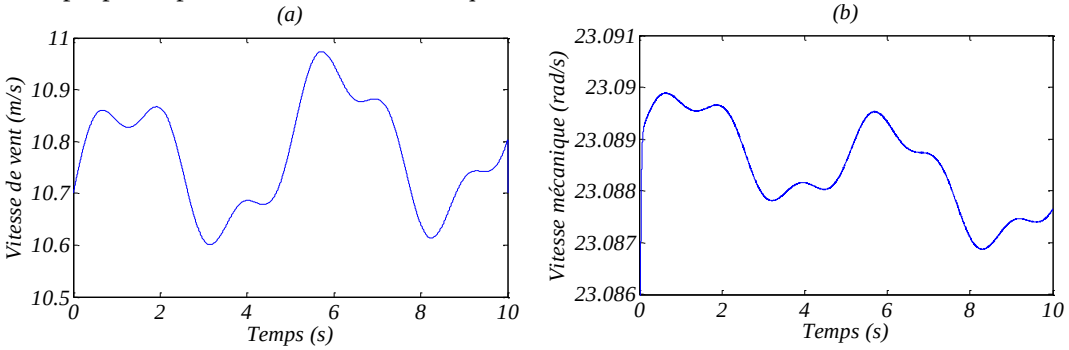

Figure (I.22) : Comportement dynamique de la ferme éolienne : (a) profil de vent, (b) vitesse mécanique

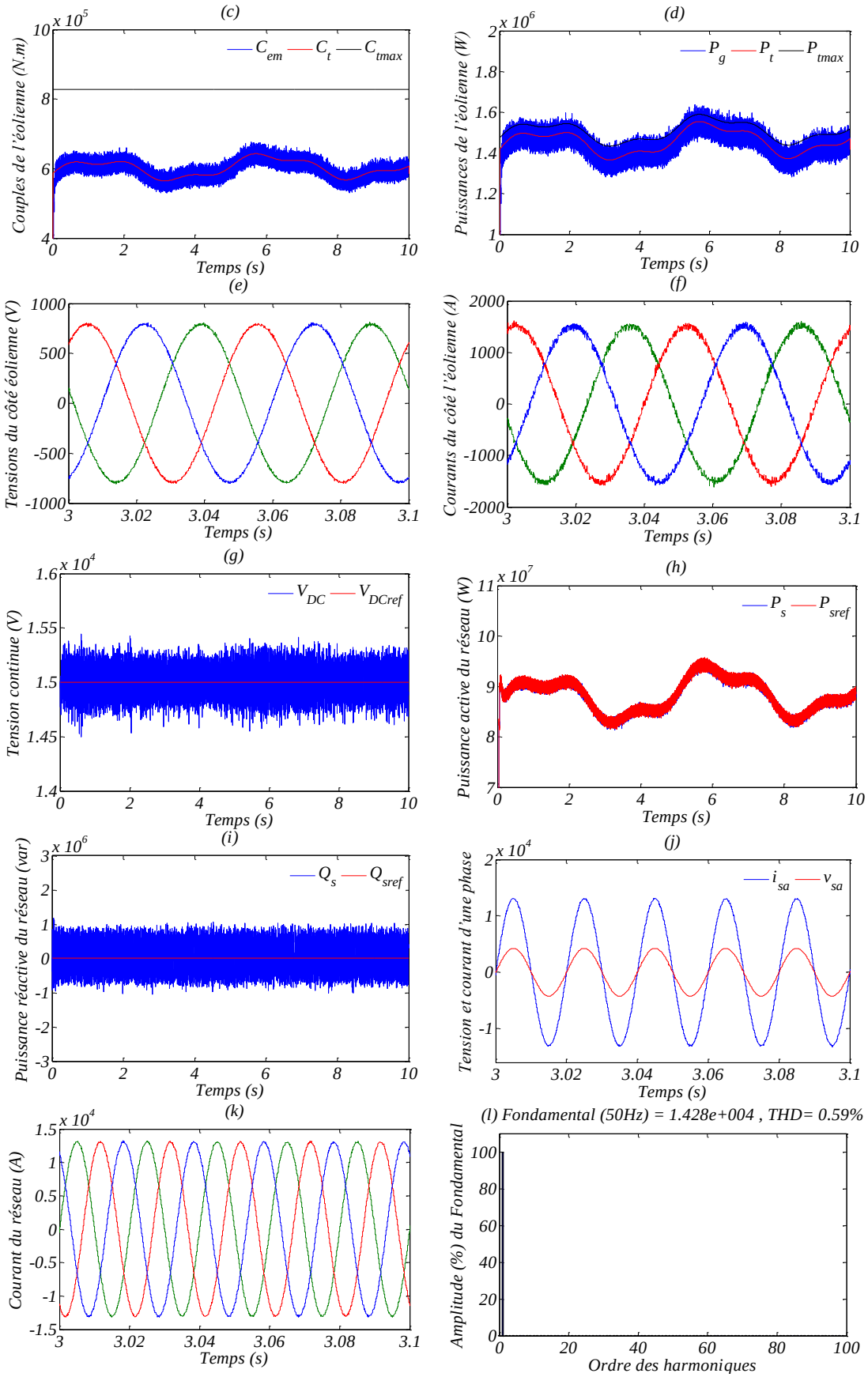

Figure (I.22) (suite) : (c) couple de la PMSG et de la turbine, (d) puissances de l'éolienne équivalente, (e) tensions du côté ferme éolienne, (f) courants de l'éolienne équivalente, (g) tension continue, (h) puissance active du réseau (i) puissance réactive du réseau, (j) tension et courant d'une phase, (k) courants du réseau, (l) spectre harmonique des courants du réseau

En ce qui concerne la vitesse de rotation de la machine, on constate que celle-ci est l'image du vent entraînant les éoliennes. La vitesse mécanique de la machine est bien asservie à sa valeur de référence.

La figure (I.22.c) montre les variations des couples électromagnétique et mécanique ainsi que le couple maximal capté par les éoliennes. Avec le changement de la vitesse du vent, les deux couples électromagnétique et mécanique changent ; ils ont la même valeur mais dans deux directions opposées.

Les allures des puissances (figure (I.22.d)) montrent que la variation de la puissance capturée possède la même allure que le profil de vent appliqué. La puissance électrique générée par l'éolienne équivalente est adaptée à la variation de la puissance capturée par la turbine éolienne avec un signe négatif (le signe négatif de la puissance électrique signifie qu'elle est générée) et il n'atteint jamais la valeur P_{tmax}, en tenant compte des pertes mécaniques et électriques.

En ce qui concerne les figures (I.22.e et f), on peut observer que les tensions et les courants du générateur éolien équivalant sont sinusoïdaux.

La figure (I.22.g) présente la tension du bus continu de la ferme éolienne agrégé. La tension continue est bien asservie à sa valeur de référence après un temps de réponse de 0.2s.

Les puissances active et réactive injectées au réseau sont illustrées respectivement par les figures (I.22.h et i). La puissance active de la ferme éolienne renvoyée au réseau, en extrayant le maximum d'énergie du vent est superposée à sa référence. Tandis que la puissance réactive oscille autour de sa référence, avec une valeur moyenne nulle. A noter bien que le réglage des puissances active et réactive est totalement découplé.

D'après les figures (I.22.j et k), les tensions et les courants obtenus au niveau des trois phases forment un système triphasé équilibré. La figure (I.22.l) illustre le spectre harmonique du courant du réseau. Où on remarque que le courant du réseau est pratiquement sinusoïdal avec un THD de 1.17 %. D'un autre côté, la figure (I.22.j) montre que le courant du réseau est en phase avec sa tension ceci garantie un fonctionnement à facteur de puissance unitaire côté réseau.

I.5. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la présentation, la modélisation et la simulation d'une ferme éolienne offshore agrégée basée sur des générateurs synchrones à aimants permanents fonctionnant à vitesse variable. En premier lieu, on a présenté la commande vectorielle de la PMSG à l'aide d'un redresseur PWM. Un fonctionnement optimisé du système éolien a été obtenu avec l'application de la stratégie d'extraction de la puissance maximale MPPT. D'un autre côté, le parc éolien est représenté par une seule éolienne équivalente obtenue en agrégeant toutes les éoliennes dans une éolienne équivalente. Ce modèle agrégé donne une idée sur les puissances active et réactive échangées avec le réseau en fonctionnement normal caractérisé par un vent équivalent. L'efficacité du modèle équivalent pour représenter la réponse collective du parc éolien a été démontrée à travers les résultats de simulations effectuées avec une réduction importante de la complexité du modèle et du temps de calcul. En outre, la commande appliquée à l'onduleur permet de réguler les puissances active et réactive fournies au réseau selon des consignes de référence bien définies. Ce contrôle a été élaborée dans l'objectif de réguler la tension du bus continu et de contrôler les puissances active et réactive transitées, et d'imposer au système un fonctionnement à facteur de puissance unitaire. L'analyse des résultats obtenus dans ce chapitre montre clairement l'efficacité de l'agrégation d'une ferme éolienne offshore et son contrôle.

Chapitre II
Etude d'un système de transmission VSC-HVDC point à point multiniveaux

II.1. Introduction

L'exploitation des ressources d'énergie durables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire et l'hydroélectricité nécessite aujourd'hui le développement de technologies de transmission de l'énergie électrique et le renforcement des réseaux [14] [87]. En effet, les ressources énergétiques renouvelables sont souvent situées dans des régions éloignées comme est le cas pour les éoliennes offshores. Le système de transport HT dans un parc éolien offshore est la partie comprise entre les deux sous-stations électriques en offshore (point de production) et en onshore (point de livraison). Ces deux postes électriques sont reliés par des câbles HT sous-marins et puis souterrains [2].

Par conséquent, le choix du système de transport est d'une importance majeure afin d'exploiter pleinement les parcs éoliens. Actuellement, deux moyens de transmission d'énergie sont technologiquement possibles : la transmission à haute tension à courant alternatif (HVAC) et la transmission à haute tension à courant continu (HVDC) [87] [88].

La technologie AC est une technique dominante dans les domaines de production, transport et distribution d'électricité. Les liaisons en AC soufrent de quelques limitations pratiques telles que [12] [88-90] :

- Génération de quantités importantes de puissance réactive en utilisant des câbles sous-marins;
- Pour des longues distances sous-marines, des sous-stations au milieu de la mer seraient nécessaires pour supporter la tension;

- Les coûts d'investissement et d'installation de l'équipement de compensation s'ajoutent aux coûts du système de câblage et rendent la transmission sous-marine avec la technologie AC moins faisable pour des distances de transmission plus longues;
- La nature AC du système devait charger et décharger les câbles à chaque cycle, entraînant des pertes réactives et une utilisation moins efficace de la capacité du câble;
- Limitation du courant de charge en régime permanent;
- Augmentation des pertes de charge d'une manière significative lorsque la taille du parc éolien et sa distance par rapport à la station de conversion d'énergie offshore augmentent;
- La technologie AC nécessite des compensateurs réactifs supplémentaires, ce qui entraîne un coût élevé du système de transmission;
- Le problème de l'interconnexion des réseaux asynchrones;
- La difficulté de contrôler le flux de puissance et de garantir la stabilité du réseau.

La transmission à courant continu présente un certain nombre de caractéristiques avantageuses qui font défaut à la transmission AC. Ces avantages sont principalement dus au contrôle rapide de la puissance dans les lignes DC grâce au contrôle de convertisseurs [91] [92].

Les systèmes d'électronique de puissance avancés dédiés à la conversion d'énergie électrique ont été appelés à jouer un rôle clé dans le développement des transmissions HVDC à grande échelle et des infrastructures associées [2]. En effet, la mise au point de la technologie multinivaux dans le contexte HVDC a constitué une rupture technologique importante et a permis d'offrir plusieurs avantages tels que la réduction des contraintes sur les semi-conducteurs et la taille des éléments de filtrages. Ceci permet d'offrir plus de degrés de liberté aux systèmes de commande afin d'assurer les performances désirées [93-95].

L'objectif de ce chapitre est de donner un aperçu général sur la technologie VSC-HVDC point à point et de présenter sa structure de contrôle. La première section de ce chapitre traitera des généralités sur les réseaux HVDC, à commencer par leurs avantages et leurs inconvénients puis nous allons évoquer les différentes technologies des convertisseurs HVDC et leurs composantes. Dans une deuxième partie, les modèles des éléments d'un réseau HVDC seront présentés, et les boucles de contrôle des courants internes seront discutées. Enfin, pour tester la technique de contrôle proposée et d'analyser le comportement du système VSC-HVDC point à point dans différentes conditions, plusieurs cas d'étude seront traités tout au long de ce chapitre.

II.2. Avantages et domaines d'application des systèmes HVDC

II.2.1. Avantages de la transmission DC

- ***Variation du coût avec la longueur de la ligne :*** Le concept de «distance de rentabilité», illustré par la figure (II.1), se présente lorsque les économies des coûts des lignes sont compensées par les coûts des stations de conversion [25].

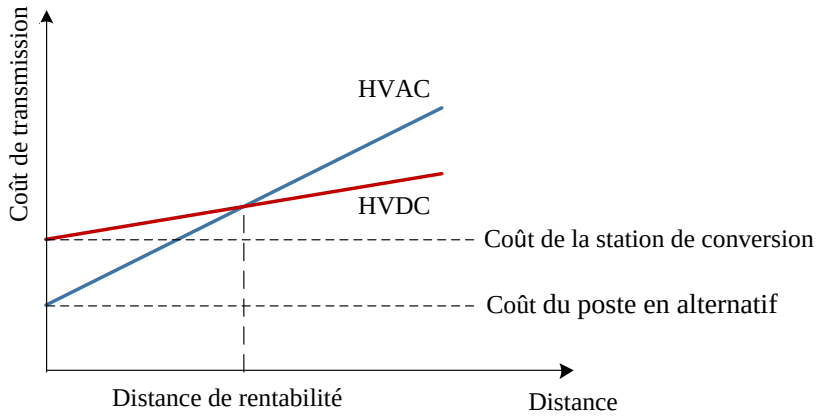

Figure (II.1) : Coûts des technologies HVAC et HVDC en fonction de la distance [87]

Le coût d'une transmission DC est plus faible que celui d'une transmission AC pour des distances entre 25 à 50 km pour l'interconnexion par câbles sous-terrains et/ou câbles sous-marins et entre 400 et 700 km pour les interconnexions par des lignes aériennes [9]. Dans ce cas, le coût relativement élevé des stations de conversion sera compensé par le gain en énergie réalisé par la réduction des pertes de puissance et aussi par le gain en coût des câbles.

- ***Limites de stabilité de la transmission AC :*** Le transfert de puissance dans les lignes AC dépend de la différence angulaire des tensions aux deux extrémités. Pour un certain niveau de puissance, cet angle augmente avec la distance [96].

- ***Connexions des réseaux asynchrones :*** Dans les scénarios où il n'est pas pratique d'interconnecter deux réseaux pour des raisons de stabilité ou pour des fréquences nominales différentes, une connexion HVDC peut être la solution la plus viable [13] [16].

- ***Limites dans l'application de longs circuits de transmission par câble :*** Le flux de puissance réactive dans les circuits de câbles AC (supérieur à 50 km) limite la capacité de transfert de puissance active. Cela peut être compensé par une compensation shunt intermédiaire pour les câbles terrestres, cependant pour les longs circuits sous-marins, le HVDC est la seule alternative technique viable [13] [96].

- ***Limitation du niveau de court-circuit et de la propagation des défauts :*** Il est rapporté que la segmentation d'un réseau alternatif par des interconnexions HVDC aide à réacheminer l'énergie pour éliminer les goulets d'étranglement de la transmission et prévenir le risque de pannes en cascade. Ainsi, fournir un «pare-feu» contre les perturbations [96].

- ***Contrôlabilité du flux de puissance :*** Le flux de puissance dans les liaisons HVDC peut être prédéterminé et il est indépendant des relations de phase, évitant une surcharge ou une utilisation inutile par inadvertance comme cela peut se produire dans les systèmes AC [13] [95] [97].

- ***Support du système AC :*** Une liaison HVDC peut être utilisée pour améliorer la stabilité des systèmes non connectés en modulant sa puissance en réponse aux perturbations mineures et majeures du système [96-98].

- ***Impact sur l'environnement :*** Les exigences d'emprise peuvent être plus faibles pour les solutions HVDC que pour les systèmes à HVAC équivalents [96].

II.2.2. Inconvénients de la transmission DC

L'application de la transmission DC est limitée par les facteurs suivants [2] [91] [92] :

- ***Disjoncteurs à courant continu :*** Le défi de la rupture des courants DC implique la nécessité de développer des disjoncteurs à courant continu, ce qui entraîne des coûts supplémentaires.

- ***Coût et complexité :*** Les convertisseurs augmentent considérablement le coût de l'équipement et la complexité des contrôles.

- ***Fiabilité :*** les convertisseurs peuvent être l'objet de défauts de composants actifs et passifs.

II.2.3. Domaines d'application des systèmes HVDC

Les principales applications des systèmes HVDC, peuvent être répertoriées de la manière suivante :

- ***Liaisons longues souterraines ou sous-marines :*** Le transport à très haute tension par des câbles sous-marins ou souterrains constitue une solution très onéreuse à laquelle on n'a recours que lorsque le transport par lignes aériennes s'avère impossible. C'est le cas des liaisons souterraines dans les zones fortement urbanisées, protégées ou dans lesquelles l'opinion publique s'oppose à la construction de nouveaux ouvrages de transport aériens. En outre, le recours aux systèmes HVDC permet de s'affranchir des problèmes de puissance réactive générée par les câbles en courant alternatif qui conduisent à un surdimensionnement, voire à une impossibilité technique. En effet, pour les grandes distances, il est nécessaire d'absorber cette puissance parasite dans des postes intermédiaires le long du câble, ce qui est fréquemment impossible, en particulier dans les liaisons sous-marines [99].

- ***Lignes aériennes de grande longueur :*** L'exploitation de certaines ressources énergétiques naturelles nécessite un transport d'énergie sur de grandes distances vers les centres de consommation. Lorsque la distance est importante, le transport à courant continu est souvent la solution la plus économique car le gain réalisé sur le coût des lignes et des installations de compensation de puissance réactive dépasse le coût des stations de conversion aux extrémités [99].

- ***Interconnexions entre réseaux asynchrones :*** L'interconnexion de deux réseaux asynchrones est impossible en courant alternatif. On utilise pour cela des convertisseurs back-to-back qui sont des liaisons continues de longueur négligeable.

- ***Augmentation de la capacité de transit :*** La conversion de lignes de transport existantes en liaisons DC permet d'en augmenter fortement la capacité de transit. Cela pourrait constituer dans l'avenir, face aux pressions visant à préserver l'environnement, une solution d'ultime recours quand il faut nécessairement augmenter la capacité d'un couloir de lignes dans une région donnée [99].

II.3. Configurations d'une transmission HVDC

La majorité des systèmes HVDC existants sont des systèmes point à point. Dans cette configuration, le lien comprend deux terminaux reliés par des câbles, des lignes aériennes ou une combinaison des deux. Les schémas des configurations HVDC les plus courants sont présentés sur la figure (II.2).

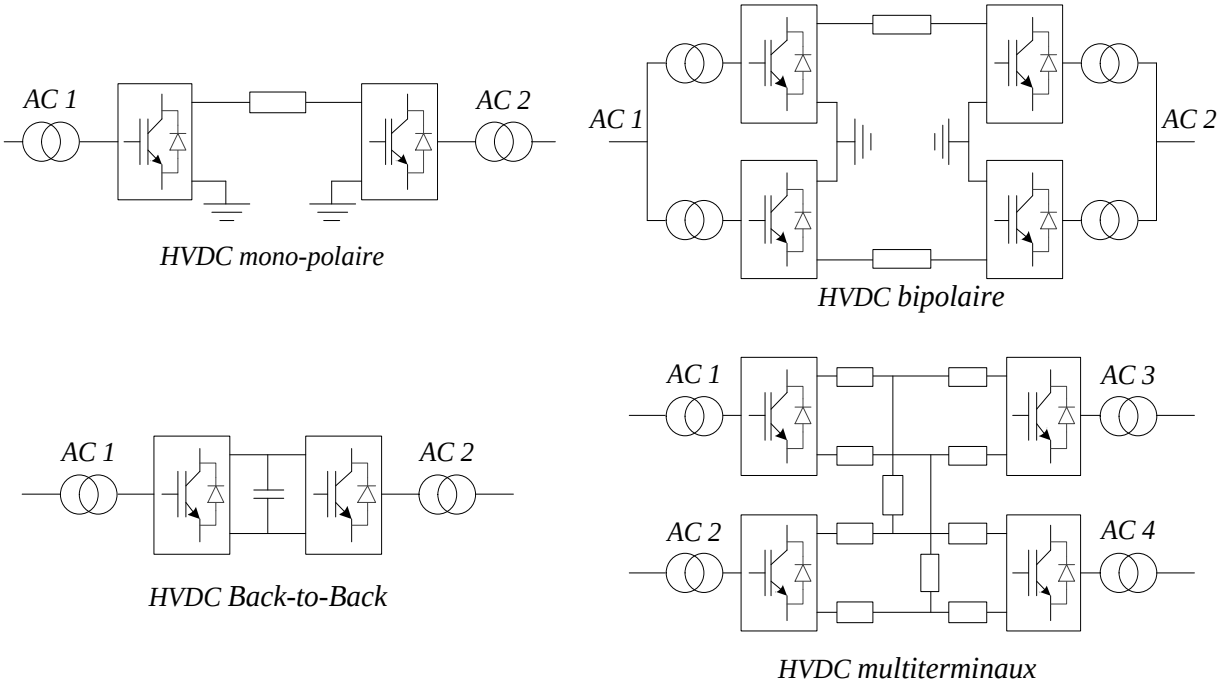

Figure (II.2) : Configurations des transmissions HVDC

- ***HVDC mono-polaire :*** Les systèmes mono-polaires sont les systèmes les plus simples. Un câble isolé unipolaire est seulement nécessaire; le chemin de retour est fourni par le sol ou l'eau. Les considérations de coût conduisent souvent à l'utilisation de tels systèmes, en particulier pour la transmission par câble. Cette configuration peut être implémentée en tant que première étape d'un schéma bipolaire [91] [92].

- ***HVDC bipolaire :*** Un système HVDC bipolaire simple comprend deux systèmes mono-polaires, l'un avec une polarité positive et l'autre avec une polarité négative. Un schéma bipolaire est la configuration la plus couramment utilisée dans les applications où des lignes aériennes sont utilisées pour transmettre de la puissance, mais il peut également être utilisé avec des câbles sous-marins pour une distance de transmission et une puissance relativement plus faibles. L'avantage de ce système est qu'un pôle peut continuer à transmettre de la puissance dans le cas où l'autre pôle est hors service, améliorant ainsi la disponibilité du système par rapport à un système mono-polaire. Cela implique que chaque système peut fonctionner indépendamment avec le retour à la terre [92].

- ***HVDC Back-to-Back :*** La configuration Back-to-Back est un système dans lequel les deux stations de conversion sont situées sur le même site. Les schémas Back-to-Back sont généralement utilisés pour la connexion de systèmes asynchrones fonctionnant à des fréquences différentes, ou parfois pour l'augmentation de la stabilité du système plutôt que pour la transmission d'énergie en masse [91] [92] [99].
- ***HVDC multiterminaux :*** Une configuration multiterminaux (MTDC) comprend généralement plus de deux terminaux. Les liaisons MTDC pouvaient être beaucoup plus attractives, en exploitant pleinement les avantages économiques et techniques de la technologie HVDC [91] [99].

II.4. Technologies des convertisseurs HVDC

En général, les convertisseurs utilisés dans les systèmes de transmission HVDC peuvent être classés en tant que convertisseurs à base de thyristors (LCC ou CSC) ou des convertisseurs de tension (VSC) à base de transistors bipolaires à grille isolée (IGBT) [14] [87] [100].

II.4.1. HVDC à base de LCC

Ces systèmes utilisent des convertisseurs de puissance à base de thyristors. Ils sont choisis parce qu'ils sont capables d'atteindre plusieurs milliers de MW, dont chaque thyristor peut supporter des dizaines de kilovolts et de véhiculer plusieurs kilo-ampères [1]. Le composant principal utilisé pour la conversion HVDC classique est le pont de *Graetz* triphasé à six impulsions [101]. Deux convertisseurs à six impulsions peuvent être connectés en série pour former un pont à douze impulsions. Les principales limitations de ce système proviennent du fait que les thyristors nécessitent une source de tension alternative. En effet, les convertisseurs à thyristors n'ont pas de capacité de blocage et le courant alternatif passant par un thyristor doit naturellement traverser un zéro avant qu'un autre thyristor ne prenne en charge la conduction [38] [92]. En autre, le convertisseur LCC-HVDC produit des harmoniques du côté AC et ceux-ci doivent être empêchés d'être injectés dans les réseaux AC ce qui nécessite l'utilisation de filtres AC de taille importante [9] [102]. L'absence de possibilité de choisir l'instant de blocage implique que les convertisseurs de ce type sont toujours consommateurs de puissance réactive dans tous les modes de fonctionnement. Cette puissance réactive est fournie par les dispositifs de compensation de puissance réactive, par exemple, banc de condensateurs et en partie par les filtres AC [17].

II.4.2. HVDC à base de VSC

Avec la venue des nouvelles technologies des interrupteurs de types IGBT, plusieurs possibilités sont offertes pour la transmission efficace dans les systèmes HVDC. Ce progrès donne beaucoup d'avantages et de possibilités pour l'industrie de l'énergie en utilisant des convertisseurs de tension [9]. Ceci donne naissance au système VSC-HVDC, qui est capable de surmonter les inconvénients de la solution LCC-HVDC [2]. Les technologies en VSC les plus connues actuellement sur le marché sont le HVDC Light d'ABB, le HVDC-MaxSine d'Alstom Grid et le fabricant Siemens propose également un autre type de VSC-HVDC connu sous le nom commercial HVDC Plus [103-105].

Le VSC fonctionne avec une fréquence de commutation élevée en utilisant la modulation de largeur d'impulsion (PWM). La fréquence de commutation élevée augmente de manière significative la fréquence des harmoniques générés, ce qui entraîne des filtres de plus petites tailles [17]. D'un autre côté, le VSC est considéré comme une source de tension contrôlable. Il peut contrôler le flux des puissances active et réactive dans n'importe quelle direction, permettant ainsi le contrôle indépendant de ces puissances dans chaque station avec la possibilité d'un fonctionnement avec un facteur de puissance unitaire [14] [92]. Un autre avantage est la facilité de mise en œuvre pour des systèmes à plusieurs terminaux, parce que la polarité du côté DC est la même du côté redresseur que du côté onduleur [17].

Les systèmes HVDC à base de convertisseurs de tension sont considérés comme une plateforme préférée pour l'interconnexion de grands parcs éoliens offshore avec des réseaux AC en raison de leurs caractéristiques supérieures [88].

II.4.3. Composants du système VSC-HVDC

Un système VSC-HVDC typique, comprend des filtres AC, des transformateurs, des convertisseurs, des réacteurs de phase, des condensateurs DC et des câbles DC.

Les stations de conversion à chaque extrémité ont généralement la même structure. Chacune se compose de tout l'équipement nécessaire pour la conversion AC-DC ou vice-versa puisque leurs rôles doivent souvent être interchangeables. Les principaux composants d'une station de conversion sont :

- ***Transformateurs :*** Les convertisseurs sont connectés au système AC via des transformateurs. La fonction la plus importante des transformateurs est d'adapter la tension du système AC à un niveau approprié pour le convertisseur [106].

- ***Réacteurs de phase :*** Les réacteurs de phase sont utilisés pour contrôler les courants à travers eux. Les réacteurs fonctionnent également comme des filtres AC pour réduire le contenu harmonique à haute fréquence et limiter les courants de court-circuit [9].

- ***Filtres AC :*** Les harmoniques émis dans le système AC doivent être limités pour éviter qu'ils ne provoquent pas un dysfonctionnement de l'équipement du système AC et de télécommunication. Des branches de filtre passe-haut sont installées pour atténuer ces harmoniques d'ordre élevé. Par conséquent, la quantité de filtres dans ce type de convertisseurs est réduite [106].

- ***Condensateurs DC :*** Dans le côté DC, la taille du condensateur dépend de la tension DC requise. L'objectif du condensateur DC est de servir comme un accumulateur d'énergie pour maintenir l'équilibre de puissance pendant les transitoires, réduire l'ondulation de tension du côté DC et limiter les variations de tension [9].

- ***Câbles DC :*** Le câble utilisé dans les applications VSC-HVDC est fabriqué à base d'un polymère extrudé particulièrement résistant à la tension continue. Les câbles polymères sont le choix privilégié pour le HVDC, principalement en raison de leur résistance mécanique, de leur flexibilité et de leur faible poids [106].

- ***Convertisseurs :*** Les systèmes VSC-HVDC point à point utilisent deux convertisseurs à base de semi-conducteurs de puissance IGBT, l'un fonctionnant comme un redresseur et l'autre comme un onduleur. Jusqu'à présent, les convertisseurs VSC utilisées dans les applications HVDC sont des convertisseurs soit à deux niveaux ou multiniveaux [106].

Le convertisseur à deux niveaux est la configuration la plus utilisée pour construire des systèmes VSC-HVDC. Ces dernières années, les convertisseurs multiniveaux ont dominé le marché des convertisseurs haute tension et haute puissance en raison des différents avantages qu'ils offrent par rapport aux topologies traditionnelles à deux niveaux [38] [40]. Le principe de base des convertisseurs multiniveaux est basé sur l'insertion soigneuse de niveaux de tension supplémentaires dans le signal de tension alternative. Ce qui permet de fonctionner à des niveaux de tension AC plus élevés; ceci conduit naturellement à une meilleure qualité harmonique. En conséquence, l'utilisation des tensions de sortie plus élevées permet d'augmenter la puissance du convertisseur sans augmenter le courant. En outre, les éléments du filtrage nécessaires sont plus réduits et moins coûteux [29-31] [99].

Généralement, les VSC multiniveaux peuvent être classifies en différentes topologies telles que les convertisseurs à diodes flottantes connu aussi sous le nom de convertisseur clampé par le neutre, les convertisseurs à capacités flottantes, les convertisseurs en cascade et les convertisseurs modulaires multiniveaux [32-35].

Récemment, une nouvelle topologie appelée type T a été proposée comme une alternative potentielle à la structure à diodes flottantes. Comparée aux autres topologies, la topologie de type T combine fondamentalement les aspects positifs des convertisseurs à deux niveaux tels que de faibles pertes en conduction, un nombre réduit de semi-conducteurs et un principe de fonctionnement simple avec les avantages des convertisseurs multiniveaux tels que de faibles pertes par commutation et une qualité de sortie supérieure [37] [93]. En outre, la topologie de type T utilise moins de semi-conducteurs ce qui conduit à une structure multiniveaux rentable [37], une réduction du coût et de la taille des composants. De plus, ses techniques de modulation sont plus simples que la topologie MMC. Donc, cette configuration, bien qu'efficace dans le domaine de l'industrie, elle peut être un support solide pour l'application VSC-HVDC.

II.5. Modèle dynamique d'un système VSC-HVDC point à point multiniveaux

La figure (II.3) montre une représentation schématique d'un système de transmission HVDC point à point basée sur deux convertisseurs VSC à trois niveaux de type T. Le système comprend deux unités de conversion à trois niveaux. Le circuit intermédiaire est composé d'un câble DC. Le côté alternatif de chaque convertisseur est connecté à un réseau électrique à travers d'un filtre série *RL*. Les réactances de phase *RL*, comme indiqué dans la figure (II.3), sont utilisées pour commander à la fois les puissances active et réactive.

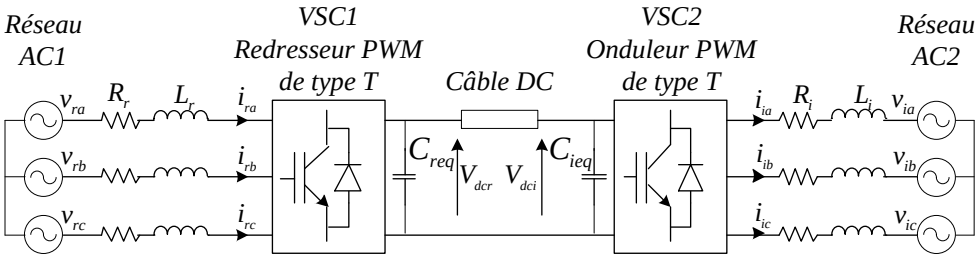

Figure (II.3) : Schéma d'un système de conversion VSC-HVDC point à point

Le modèle dynamique du système VSC-HVDC est développé sur la base des hypothèses suivantes [107] :

- Les amplitudes des tensions nominales des deux systèmes à courant alternatif sont les mêmes. Cependant, leurs phases et leurs fréquences ne sont pas tenues d'être les mêmes;
- Les interrupteurs de puissance, des diodes et des composants passifs des deux unités de conversion sont nominalement identiques;
- Les sources triphasées de puissance sont supposées comme étant des bus infinis caractérisés par une source de tension triphasée équilibrée.

II.5.1. Principe de fonctionnement d'un convertisseur à trois niveaux de type T

La figure (II.4) présente un convertisseur à trois-niveaux de type T où les deux condensateurs permettent de créer un point milieu *0*. Chaque condensateur doit être dimensionné pour une tension égale à $V_{dck}/2$. Chaque bras du convertisseur comprend quatre dispositifs de commutation et quatre diodes avec un commutateur bidirectionnel actif supplémentaire connecté au point milieu de la liaison DC [94] [95]. Les interrupteurs commandés sont unidirectionnels en tension et bidirectionnels en courant, il s'agit d'associations classiques d'un transistor et d'une diode en antiparallèle. La sortie d'un bras du pont peut être connectée au niveau de tension positif *P*, neutre *0* ou négatif *N* de la liaison DC. Le niveau de tension positif, par exemple, pourrait être réalisé en fermant S_{kx1}, le niveau neutre en fermant S_{kx2} et S_{kx3}, et le niveau négatif en fermant S_{kx4}, où, $x=a, b$ ou c et $k=r$ ou i.

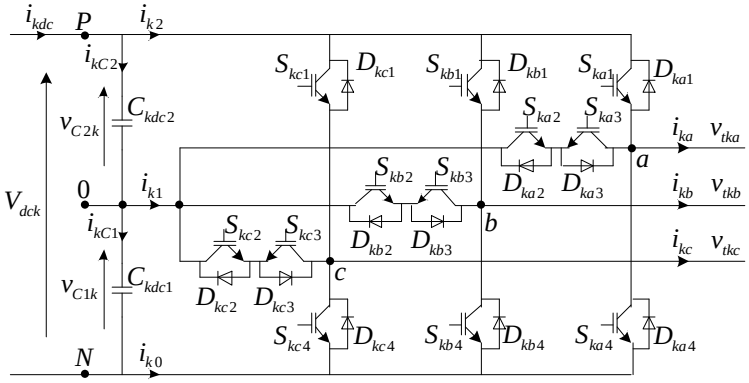

Figure (II.3) : Convertisseur à trois niveaux de type T

Si nous fermons non seulement S_{kx1}, mais S_{kx1} et S_{kx2} pour le niveau de tension positive, S_{kx2} et S_{kx3} pour le neutre, et S_{kx3} et S_{kx4} pour le niveau de tension négative, le courant commute naturellement à la branche correcte indépendante de la direction du courant [93]. Le tableau (II.1) décrit les états de

commutation nécessaires pour générer les niveaux de tensions désirée. Si ces signaux de commutation sont utilisés, la modulation est identique à la modulation de topologie NPC à trois niveaux [93].

Tableau (II.1) : Etats d'un bras du convertisseur à trois niveaux de type T

Etat du bras	*Etats des interrupteurs d'un bras*				*Tension de sortie*
	S_{kx1}	S_{kx2}	S_{kx3}	S_{kx4}	
P	*1*	*1*	*0*	*0*	$+V_{dck}/2$
0	*0*	*1*	*1*	*0*	*0*
N	*0*	*0*	*1*	*1*	$-V_{dck}/2$

II.5.2. Modélisation du convertisseur à trois niveaux de type T

Pour chaque bras du convertisseur, on définit trois fonctions de connexions, chacune d'elle est associée à un des trois états du bras ce qui donne :

$$\begin{aligned} F_{kx2} &= S_{kx2}S_{kx1} \\ F_{kx1} &= S_{kx2}\overline{S}_{kx1} \qquad x = a,b,c \\ F_{kx0} &= \overline{S}_{kx2}\overline{S}_{kx1} \end{aligned} \tag{II.1}$$

Les potentiels des nœuds *a, b* et *c* de l'onduleur triphasé à trois niveaux par rapport au point *0* sont donnés par le système suivant :

$$\begin{aligned} v_{tka0} &= F_{ka2}(v_{C2k} + v_{Ck1}) + F_{ka2}v_{Ck1} \\ v_{tkb0} &= F_{kb2}(v_{C2k} + v_{Ck1}) + F_{kb2}v_{Ck1} \\ v_{tkc0} &= F_{kc2}(v_{C2k} + v_{Ck1}) + F_{kc2}v_{Ck1} \end{aligned} \tag{II.2}$$

Où : $v_{C1,2k}$ sont les tensions aux bornes des condensateurs.

Les tensions composées sont exprimées par :

$$\begin{aligned} v_{tkab} &= v_{tka0} - v_{tkb0} \\ v_{tkbc} &= v_{tkb0} - v_{tkc0} \\ v_{tkca} &= v_{tkc0} - v_{tka0} \end{aligned} \tag{II.3}$$

Les tensions de sortie des bras sont exprimées par :

$$\begin{bmatrix} v_{tka} \\ v_{tkb} \\ v_{tkc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} v_{tkab} - v_{tkca} \\ v_{tkbc} - v_{tkab} \\ v_{tkca} - v_{tkbc} \end{bmatrix} \tag{II.4}$$

Ce qui donne le modèle suivant :

$$\begin{bmatrix} v_{tka} \\ v_{tkb} \\ v_{tkc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 2F_{ka2} - F_{kb2} - F_{kc2} & 2F_{ka1} - F_{kb1} - F_{kc1} \\ 2F_{kb2} - F_{ka2} - F_{kc2} & 2F_{kb1} - F_{ka1} - F_{kc1} \\ 2F_{kc2} - F_{ka2} - F_{kb2} & 2F_{kc1} - F_{ka1} - F_{kb1} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} v_{Ck2} + v_{Ck1} \\ v_{Ck1} \end{bmatrix} \tag{II.5}$$

II.5.3. Diagramme vectoriel du convertisseur à trois niveaux de type T

Pour un convertisseur à trois niveaux, on distingue 18 positions discrètes, distribuées sur deux hexagones, en plus d'une position au centre de ces hexagones. Les positions du vecteur de sortie dans l'hexagone interne sont crées par deux états redondants.

La position du centre de ces hexagones correspond à une tension de sortie nulle, générée par trois états redondants [40]. Les 19 positions du vecteur tension de sortie divise le diagramme vectoriel en six secteurs triangulaires. Chaque secteur est composé de quatre triangles comme le montre la figure (II.5).

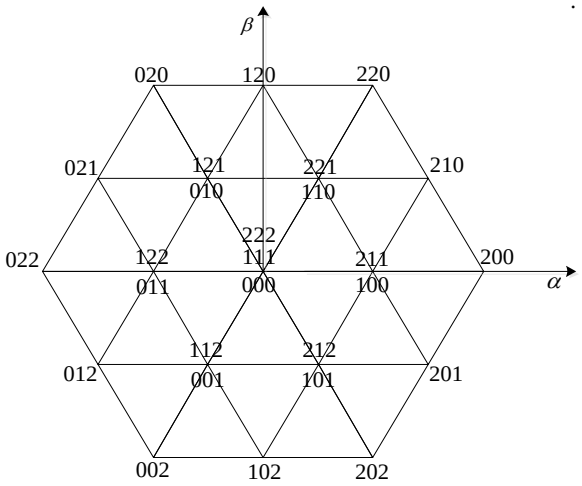

Figure (II.5) : Diagramme vectoriel du convertisseur à trois niveaux de type T

II.5.4. Modulation vectorielle à trois nivaux

Les stratégies de modulation du convertisseur NPC peuvent également être appliquées au convertisseur de type T. La modulation triangulo-sinusoïdale, la modulation par hystérésis, et la modulation vectorielle sont parmi les plus connues.

Le processus de la modulation vectorielle à trois niveaux passe nécessairement par les trois étapes suivantes :

II.5.4.1. Localisation du vecteur tension de référence

Le module et la position du vecteur tension de référence sont déterminés à partir de :

$$v_{kref} = \sqrt{v_{k\alpha ref}^2 + v_{k\alpha ref}^2} \;\; et \;\; \theta_k = \tan 2^{-1}\left(\frac{v_{k\beta ref}}{v_{k\alpha ref}}\right) \tag{II.6}$$

Où, *tan2*$^{-1}$ est une fonction qui renvoie la tangente inverse.

Une fois la valeur de θ_k est calculée, les numéros des secteurs sont donnés par :

$$S_k = ceil\left(\frac{\theta_k}{\pi/3}\right) \in \{1,2,3,4,5,6\} \tag{II.7}$$

Où, *ceil* est une fonction qui ajuste un nombre réel donné à un nombre entier supérieur adjacent.

Pour l'identification des triangles, le vecteur de référence est projeté sur deux axes faisant 60° entre eux. La figure (II.6) présente la projection de v_{kref} dans le premier secteur.

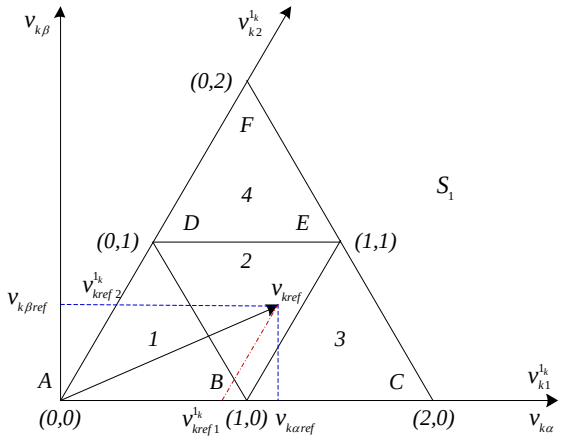

Figure (II.6) : Diagramme vectoriel du convertisseur à trois niveaux de type T dans le premier secteur

Les composantes projetées sont $v_{kref1}^{S_k}$ et $v_{kref2}^{S_k}$ données par :

$$\begin{cases} v_{kref1}^{S_k} = 2m\left(\cos\left(\theta_k - (S_k - 1)\frac{\pi}{3}\right) - \frac{1}{\sqrt{3}}\sin\left(\theta_k - (S_k - 1)\frac{\pi}{3}\right)\right) \\ v_{kref2}^{S_k} = 2m\left(\frac{2}{\sqrt{3}}\sin\left(\theta_k - (S_k - 1)\frac{\pi}{3}\right)\right) \end{cases} \quad \text{(II.8)}$$

Le taux de modulation *m* est donné par : $m = \frac{v_{kref}}{\sqrt{2/3}V_{dck}}$

Afin de déterminer le numéro du triangle dans un secteur S_k, les deux entiers suivants sont à définir:

$$\begin{aligned} l_1^{S_k} &= \text{int}\left(v_{kref1}^{S_k}\right) \\ l_2^{S_k} &= \text{int}\left(v_{kref2}^{S_k}\right) \end{aligned} \quad \text{(II.9)}$$

Où, *int* est une fonction qui donne la partie entière d'un nombre réel donné.

Dans un repère formé par les deux vecteurs $v_{kref1}^{1_k}$ et $v_{kref2}^{1_k}$, les coordonnées des sommets *A, B, D* et *E* sont données par :

$$\begin{aligned} \left(v_{A1}^{\Delta_i^{1_k}}, v_{A2}^{\Delta_i^{1_k}}\right) &= \left(l_1^{1_k}, l_2^{1_k}\right) \\ \left(v_{B1}^{\Delta_i^{1_k}}, v_{B2}^{\Delta_i^{1_k}}\right) &= \left(l_1^{1_k} + 1, l_2^{1_k}\right) \\ \left(v_{D1}^{\Delta_i^{1_k}}, v_{D2}^{\Delta_i^{1_k}}\right) &= \left(l_1^{1_k}, l_2^{1_k} + 1\right) \\ \left(v_{E1}^{\Delta_i^{1_k}}, v_{E2}^{\Delta_i^{1_k}}\right) &= \left(l_1^{1_k} + 1, l_2^{1_k} + 1\right) \end{aligned} \quad \text{(II.10)}$$

Où, $\Delta_i^{1_k}, i = 1,2,3,4$ est le numéro du triangle dans le premier secteur.

Les critères (II.11) et (II.12) déterminent si le vecteur de référence est situé dans le triangle formé par les sommets *A, B* et *D* ou dans celui formé par les sommets *B, D* et *E*.

v_{kref} est dans le triangle *ABD* si :

$$v_{kref1}^{1_k} + v_{kref2}^{1_k} < l_1^{1_k} + l_2^{1_k} + 1 \quad \text{(II.11)}$$

v_{kref} est dans le triangle *BDE* si :

$$v_{kref1}^{1_k} + v_{kref2}^{1_k} \geq l_1^{1_k} + l_2^{1_k} + 1 \quad \text{(II.12)}$$

De la même manière nous identifions les autres triangles formant un secteur donné S_k comme le montre le tableau (II.2).

Tableau (II.2) : Identification des différents triangles du secteur S_k

$l_1^{S_k}$	$l_2^{S_k}$	$\Delta_i^{S_k}\ (i \in \{1,2,3,4\})$
0	0	$\Delta_1^{S_k}\ si\left(v_{kref1}^{S_k} + v_{kref2}^{S_k} < 1\right)$
0	0	$\Delta_2^{S_k}\ si\left(v_{kref1}^{S_k} + v_{kref2}^{S_k} \geq 1\right)$
1	0	$\Delta_3^{S_k}\ si\left(v_{kref1}^{S_k} + v_{kref2}^{S_k} < 2\right)$
0	1	$\Delta_4^{S_k}\ si\left(v_{kref1}^{S_k} + v_{kref2}^{S_k} < 2\right)$

II.5.4.2. Calcul des temps d'application

Si le vecteur de référence se trouve dans le triangle 2 ($\Delta_2^{S_k}$), par exemple, il peut être alors reconstitué à partir des trois vecteurs adjacents $v_{kx}^{\Delta_2^{S_k}}$, $v_{ky}^{\Delta_2^{S_k}}$ et $v_{kz}^{\Delta_2^{S_k}}$, en utilisant la relation suivante :

$$\begin{aligned} &v_x^{\Delta_2^{S_k}} t_x^{\Delta_2^{S_k}} + v_y^{\Delta_2^{S_k}} t_y^{\Delta_2^{S_k}} + v_z^{\Delta_2^{S_k}} t_z^{\Delta_2^{S_k}} = v_{kref} T_s \\ &t_x^{\Delta_2^{S_k}} + t_y^{\Delta_2^{S_k}} + t_z^{\Delta_2^{S_k}} = T_s \end{aligned} \tag{II.13}$$

Où : $t_x^{\Delta_2^{S_k}}$, $t_y^{\Delta_2^{S_k}}$ et $t_z^{\Delta_2^{S_k}}$ sont respectivement les temps d'application des vecteurs $v_{kx}^{\Delta_2^{S_k}}$, $v_{ky}^{\Delta_2^{S_k}}$ et $v_{kz}^{\Delta_2^{S_k}}$, et *x*, *y* et *z* indiquent respectivement les sommets de *B*, *D* et *E*.

Pour calculer les temps d'application, l'équation (II.13) est décomposée suivant les deux axes $v_{k1}^{S_k}$ et $v_{k2}^{S_k}$ comme suit :

$$\begin{aligned} &v_{x1}^{\Delta_2^{S_k}} t_x^{\Delta_2^{S_k}} + v_{y1}^{\Delta_2^{S_k}} t_y^{\Delta_2^{S_k}} + v_{z1}^{\Delta_2^{S_k}} t_z^{\Delta_2^{S_k}} = v_{kref1}^{S_k} T_s \\ &v_{x2}^{\Delta_2^{S_k}} t_x^{\Delta_2^{S_k}} + v_{y2}^{\Delta_2^{S_k}} t_y^{\Delta_2^{S_k}} + v_{z2}^{\Delta_2^{S_k}} t_z^{\Delta_2^{S_k}} = v_{kref2}^{S_k} T_s \\ &t_x^{\Delta_2^{S_k}} + t_y^{\Delta_2^{S_k}} + t_z^{\Delta_2^{S_k}} = T_s \end{aligned} \tag{II.14}$$

La substitution des coordonnées des vecteurs $v_{kx}^{\Delta_2^{S_k}} = v_{kB}^{\Delta_2^{S_k}}$, $v_{ky}^{\Delta_2^{S_k}} = v_{kD}^{\Delta_2^{S_k}}$ et $v_{kz}^{\Delta_2^{S_k}} = v_{kE}^{\Delta_2^{S_k}}$ dans l'équation (II.14), permet de calculer les temps d'application de ces vecteurs comme suit :

$$\begin{aligned} t_y^{\Delta_2^{S_k}} &= \left(v_{kref1}^{S_k} + l_1^{S_k}\right) T_s \\ t_z^{\Delta_2^{S_k}} &= \left(v_{kref2}^{S_k} + l_2^{S_k}\right) T_s \\ t_x^{\Delta_2^{S_k}} &= T_s - \left(t_y^{\Delta_2^{S_k}} + t_z^{\Delta_2^{S_k}}\right) \end{aligned} \tag{II.15}$$

Les expressions analytiques des temps d'application pour les différents triangles sont résumées dans le tableau (II.3). Ces expressions sont valables quelque soit le secteur contenant le vecteur de référence.

Tableau (II.3) : Temps d'application des vecteurs adjacents dans les différents triangles du secteur S_k

	Temps d'application		
Numéro du triangle	$t_x^{\Delta_i^{S_k}}$	$t_y^{\Delta_i^{S_k}}$	$t_z^{\Delta_i^{S_k}}$
$\Delta_1^{S_k}(x,y,z) = ABC$	$T_s - t_{ky}^{\Delta_i^{S_k}} - t_{kz}^{\Delta_i^{S_k}}$	$v_{kref1}^{S_k} T_s$	$v_{kref2}^{S_k} T_s$
$\Delta_2^{S_k}(x,y,z) = EDB$	$T_s - t_{ky}^{\Delta_i^{S_k}} - t_{kz}^{\Delta_i^{S_k}}$	$(1 - v_{kref1}^{S_k}) T_s$	$(1 - v_{kref2}^{S_k}) T_s$
$\Delta_3^{S_k}(x,y,z) = BCE$	$T_s - t_{ky}^{\Delta_i^{S_k}} - t_{kz}^{\Delta_i^{S_k}}$	$(v_{kref1}^{S_k} - 1) T_s$	$v_{kref2}^{S_k} T_s$
$\Delta_4^{S_k}(x,y,z) = DEF$	$T_s - t_{ky}^{\Delta_i^{S_k}} - t_{kz}^{\Delta_i^{S_k}}$	$v_{kref1}^{S_k} T_s$	$(v_{kref2}^{S_k} - 1) T_s$

II.5.4.3. Détermination des courants d'entrées pour les différents états de commutation

Tous les états de commutation à l'exception de ceux qui sont situés sur l'hexagone extérieur, sont des états redondants. Ils produisent les mêmes tensions de sortie, cependant, les courants d'entrées produits par ces états sont différents. Dans ce cas, on peut choisir l'état redondant conduisant à l'équilibrage des tensions aux bornes des condensateurs côté continu du convertisseur. En effet, ces condensateurs se chargent ou se déchargent suivant les états redondants appliqués [40]. Ceci exige donc la connaissance des courants d'entrés en fonction des courants de charge pour les différents états de commutation.

On peut résumer les relations entre les courants d'entrées et les courants de charge pour les différents états de commutation dans le tableau (II.4).

Tableau (II.4) : Relations entre les courants d'entrées et les courants de charge pour les différents états de commutation

Etat	i_2	i_1	i_0	*Etat*	i_2	i_1	i_0
200	i_a	*0*	$-i_a$	*221*	$-i_c$	i_c	*0*
210	i_a	i_b	i_c	*110*	*0*	$-i_c$	i_c
220	$-i_c$	*0*	i_c	*121*	i_b	$-i_b$	*0*
120	i_b	i_a	i_c	*010*	*0*	i_b	$-i_b$
020	i_b	*0*	$-i_b$	*122*	$-i_a$	i_a	*0*
021	i_a	i_c	i_b	*011*	*0*	$-i_a$	i_a
022	$-i_a$	*0*	i_a	*112*	i_c	$-i_c$	*0*
012	i_c	i_b	i_a	*001*	*0*	i_c	$-i_c$
002	$-i_c$	*0*	i_c	*212*	$-i_b$	i_b	*0*
102	i_c	i_a	i_b	*101*	*0*	$-i_b$	i_b
202	$-i_b$	*0*	i_b	*222*	*0*	*0*	*0*
201	i_a	i_c	i_b	*111*	*0*	*0*	*0*
211	i_a	$-i_a$	*0*	*000*	*0*	*0*	*0*
100	*0*	i_a	$-i_a$	-	-	-	-

II.5.4.4. Equilibrage du bus continu par minimisation de l'énergie des condensateurs

L'énergie totale des deux condensateurs est donnée par :

$$E = \frac{1}{2}\sum_{j=1}^{2} C_{kj} v_{Ckj}^2 \tag{II.16}$$

En supposant que tous les condensateurs ont des capacités égales, c'est-à-dire $C_{k1}=C_{k2}=C_k$, l'énergie E est minimale si toutes les tensions des condensateurs sont équilibrées. En effet :

$$E_{\min} = \frac{1}{2} C_k \frac{V_{dck}^2}{2} \tag{II.17}$$

La propriété de minimisation d'énergie peut être employée pour l'équilibrage des tensions des condensateurs [70]. Pour cette raison, une fonction coût J est définie. Cette fonction est basée sur la somme quadratiques des écarts entre les tensions v_{Ckj} et leurs valeurs de référence.

$$J = \frac{1}{2} C_k \sum_{j=1}^{2} \Delta v_{Ckj}^2 \tag{II.18}$$

Où : $\Delta v_{Ckj} = v_{Ckj} - V_{dck}/2$: est l'erreur de tension du condensateur C_{kj}.

En se basant sur un choix approprié des vecteurs redondants, la fonction J peut être minimisée à zéro et les tensions des condensateurs seront maintenues à leurs valeurs de référence. La condition mathématique assurant la convergence de la fonction coût J à sa valeur minimale est donnée par :

$$\frac{dJ}{dt} = C_k \sum_{j=1}^{2} \Delta v_{Ckj} \frac{dv_{Ckj}}{dt} = \sum_{j=1}^{2} \Delta v_{Ckj} i_{Ckj} \le 0 \tag{II.19}$$

Où : $i_{Ckj} = C_k \dfrac{dv_{Ckj}}{dt}$ est le courant dans chaque condensateur.

A noter que, les courants des condensateurs i_{Ck1} et i_{Ck2} sont affectés par les courants i_{k1} et i_{k2}. On peut écrire :

$$i_{Ck2} = i_{Ck1} + i_{k1} \tag{II.20}$$

La tension V_{dck} étant supposée constante, on déduit que :

$$C_k \sum_{j=1}^{2} \frac{dv_{Ckj}}{dt} = \sum_{j=1}^{2} i_{Ckj} = 0 \tag{II.21}$$

A partir des équations (II.20) et (II.21), les courants des condensateurs peuvent être exprimés par :

$$\begin{aligned} i_{Ck2} &= \frac{1}{2} i_{k1} \\ i_{Ck1} &= \frac{1}{2} i_{k1} - i_{k1} \end{aligned} \tag{II.22}$$

Nous avons également $\sum_{j=1}^{2} \Delta v_{Ckj} = 0$; la condition d'équilibrage se réduit donc à :

$$\Delta v_{Ck1} i_{k1} \geq 0 \tag{II.23}$$

L'application de l'opérateur moyen sur l'équation (II.23) durant une période de commutation T_s donne :

$$\frac{1}{T_s} \int_{kT_s}^{(k+1)T_s} \left(\Delta v_{Ck1} i_{k1} \right) dt \geq 0 \tag{II.24}$$

Si on admet que la période de commutation est faible devant le temps de réponse des tensions des condensateurs, les tensions des condensateurs peuvent être considérées comme des constantes, et par conséquent l'équation (II.24) sera simplifiée à :

$$\Delta v_{Ck1}(k) \left[\frac{1}{T_s} \int_{kT_s}^{(k+1)T_s} i_{k1} dt \right] \geq 0 \tag{II.25}$$

Alors :

$$\Delta v_{Ck1}(k) \bar{i}_{k1}(k) \geq 0 \tag{II.26}$$

Où : $\Delta v_{Ck1}(k)$ est l'erreur de tension du condensateur C_{k1} à l'état discret k et $\bar{i}_{k1}(k)$ est la valeur moyenne du courant d'entrée i_{k1}.

Le courant $\bar{i}_{k1}$ devrait être calculé pour les différentes combinaisons des états adjacents sur une période de commutation et la meilleure combinaison maximisant (II.26) sera retenue.

Si le vecteur de référence se trouve dans le triangle $\Delta_i^{S_k}, i \in \{1,2,3,4\}$ et $t_{kx}^{\Delta_i^{S_k}}, t_{ky}^{\Delta_i^{S_k}}$ et $t_{kz}^{\Delta_i^{S_k}}$ sont respectivement les temps d'application des vecteurs $v_{kx}^{\Delta_i^{S_k}}, v_{ky}^{\Delta_i^{S_k}}$ et $v_{kz}^{\Delta_i^{S_k}}$, le courant $\bar{i}_{k1}$ est exprimé par :

$$\bar{i}_{k1} = \frac{1}{T_s} \begin{bmatrix} i_{kx1} & i_{ky1} & i_{kz1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} t_{kx}^{\Delta_i^{S_k}} \\ t_{ky}^{\Delta_i^{S_k}} \\ t_{kz}^{\Delta_i^{S_k}} \end{bmatrix} \tag{II.27}$$

Où : i_{x1}, i_{y1} et i_{z1} sont les courants de charge aux états de commutation *x, y* et *z* dans le triangle $\Delta_i^{S_k}$ minimisant la fonction coût *J*.

II.5.5. Modélisation du côté redresseur

Le système de conversion étudié est présenté sur la figure (II.7).

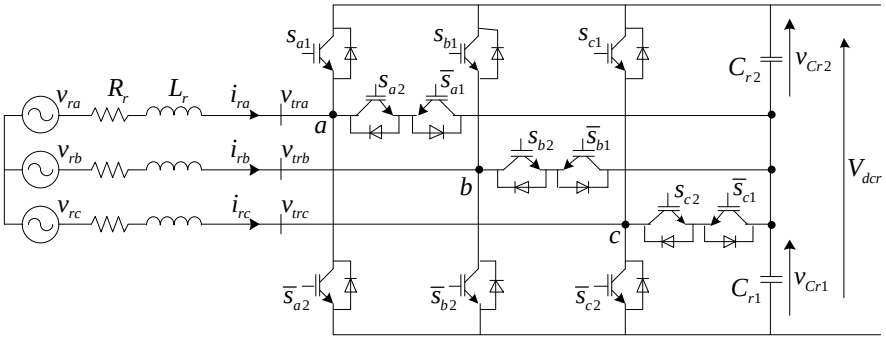

Figure (II.7) : Redresseur à trois nivaux de type T

Il est composé d'un redresseur à trois niveaux de type T connecté au réseau AC via un filtre de ligne R_r, L_r. Le bus continu de sortie est composé de deux capacités en série. La tension totale du bus continu vaut V_{dcr}; dans les conditions normales de fonctionnement, celle-ci est uniformément répartie sur les deux capacités qui possèdent alors une tension V_{dcr} /2 à leurs bornes.

Les équations mathématiques qui régissent le comportement dynamique des tensions du côté alternatif du redresseur sont :

$$\frac{di_{rx}}{dt} = \frac{1}{L_r}(v_{rx} - v_{trx} - R_r i_{rx}),\ x = a,b,c \tag{II.28}$$

Avec :

v_{rabc} : Tensions simples du premier réseau;

i_{rabc} : Courants de ligne du premier réseau;

v_{trabc} : Tensions d'entrée du redresseur;

L_r, R_r : Inductance et la résistance du filtre de ligne reliant le redresseur au premier réseau.

On appliquant la transformation *Concordia*, l'équation (II.28) peut être réécrite sous la forme :

$$\begin{aligned}\frac{di_{r\alpha}}{dt} &= \frac{1}{L_r}(v_{r\alpha} - v_{tr\alpha} - R_r i_{r\alpha}) \\ \frac{di_{r\beta}}{dt} &= \frac{1}{L_r}(v_{r\beta} - v_{tr\beta} - R_r i_{r\beta})\end{aligned} \tag{II.29}$$

L'application de la transformation de la matrice de rotation conduit au modèle dans le repère *dq* suivant :

$$\begin{aligned}\frac{di_{rd}}{dt} &= \frac{1}{L_r}(v_{rd} - v_{trd} - R_r i_{rd} + \omega_r L_r i_{rq}) \\ \frac{di_{rq}}{dt} &= \frac{1}{L_r}(v_{rq} - v_{trq} - R_r i_{rq} - \omega_r L_r i_{rd})\end{aligned} \tag{II.30}$$

Où ω_r : est la pulsation électrique du premier réseau.

II.5.6. Modélisation du côté onduleur

Le schéma du côté onduleur à trois niveaux de type T est illustré sur la figure (II.8).

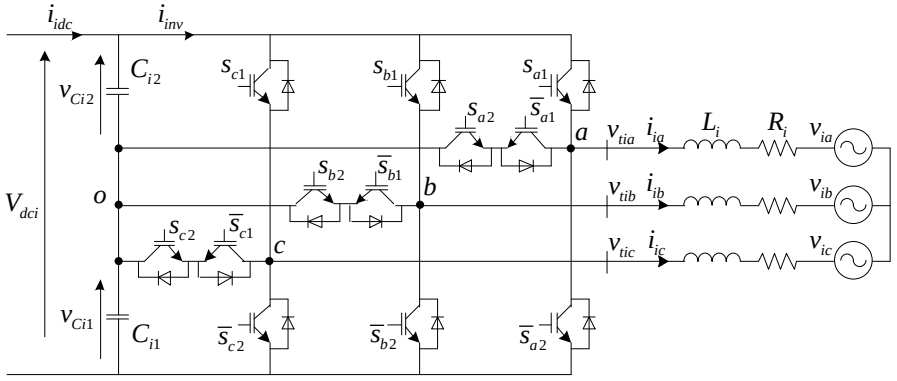

Figure (II.8) : Onduleur à trois niveaux de type T

Le côté alternatif de l'onduleur peut être modélisé par l'équation suivante :

$$\frac{di_{ix}}{dt} = \frac{1}{L_i}(v_{tix} - v_{ix} - R_i i_{ix}),\ x = a,b,c \tag{II.31}$$

Avec :

v_{iabc} : Tensions du deuxième réseau ;

i_{iabc} : Courants du deuxième réseau ;

v_{tiabc} : Tensions de sortie de l'onduleur ;

L_i R_i : Inductance et la résistance du filtre de ligne reliant l'onduleur au deuxième réseau.

Le modèle dans le repère $\alpha\beta$ est donné par :

$$\begin{aligned} \frac{di_{i\alpha}}{dt} &= \frac{1}{L_i}(v_{ti\alpha} - v_{i\alpha} - R_i i_{i\alpha}) \\ \frac{di_{i\beta}}{dt} &= \frac{1}{L_i}(v_{ti\beta} - v_{i\beta} - R_i i_{i\beta}) \end{aligned} \tag{II.32}$$

Le modèle dans le repère *dq* est donné par :

$$\begin{aligned} \frac{di_{id}}{dt} &= \frac{1}{L_i}(v_{tid} - v_{id} - R_i i_{id} - \omega_i L_i i_{iq}) \\ \frac{di_{iq}}{dt} &= \frac{1}{L_i}(v_{tiq} - v_{iq} - R_i i_{iq} + \omega_i L_i i_{id}) \end{aligned} \tag{II.33}$$

Où ω_i : est la pulsation électrique du deuxième réseau.

II.5.7. Modèle du bus continu

Pour le circuit du bus continu, l'équation de la tension continue peut être décrite par :

$$\frac{dV_{dci}}{dt} = \frac{i_{idc}}{C_{ieq}} - \frac{P_{inv}}{C_{ieq}V_{dci}} \tag{II.34}$$

Où

$C_{ieq}=C_{ik}/2$ est la capacité équivalente vue par chaque convertisseur ;

i_{idc} est le courant d'entrée de l'onduleur ;

P_{inv} est la puissance d'entrée de l'onduleur.

Un câble DC peut être modélisé par des sections liées en cascade. Il existe plusieurs types et structures des sections des câbles DC, à savoir : section de types "T" [108], section de type "PI" [109], section de type "Bandwide" [110], etc. Ces différentes structures sont caractérisées par : une résistance linéique R_l, une inductance linéique L_l et une capacité linéique C_l [107]. Dans notre cas, nous avons considéré la structure d'une section de type "T" illustrée par la figure (II.9).

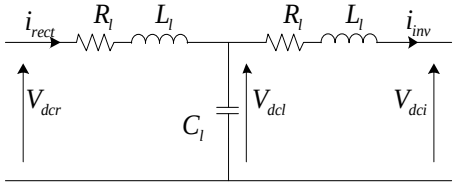

Figure (II.9) : Structure simplifiée d'une section d'un câble DC

En appliquant le théorème de *Kirchhoff* sur le circuit DC donné par la figure (II.8), une section de type T d'un câble DC est modélisée par les équations différentielles suivantes :

$$\begin{aligned} L_l \frac{di_{rect}}{dt} &= -R_l i_{rect} + V_{dcr} - V_{dcl} \\ C_l \frac{dV_{dcl}}{dt} &= i_{rect} - i_{inv} \\ L_l \frac{di_{inv}}{dt} &= -R_l i_{inv} + V_{dcl} - V_{dci} \end{aligned} \tag{II.35}$$

II.5.8. Calcul des puissances instantanées

La puissance apparente complexe peut être exprimée par l'expression suivante :

$$S_k = P_k + jQ_k \tag{II.36}$$

Les puissances active et réactive sont données par :

$$\begin{aligned} P_r &= v_{kd} i_{kd} + v_{kq} i_{kq} \\ Q_k &= v_{kd} i_{kq} - v_{kq} i_{kd} \end{aligned} \tag{II.37}$$

Le référentiel *dq* est choisi de telle sorte que son axe *d* soit confondu avec le vecteur de tension. Avec cet alignement, il en résulte que $v_{kq}=0$, et les expressions des puissances se réduisent à :

$$\begin{aligned} P_k &= v_{kd} i_{kd} \\ Q_k &= v_{kd} i_{kq} \end{aligned} \tag{II.38}$$

II.6. Commande du système VSC-HVDC point à point

Dans le cas des systèmes de transmission HVDC point à point à base de VSC, le transfert de puissance est contrôlé de manière à assurer l'équilibre des puissances, c'est-à-dire que la puissance injectée dans le réseau doit être la même que la puissance générée. Si la transmission de puissance est considérée entre deux réseaux AC, le flux de puissance peut être bidirectionnel. Mais, si le système VSC-HVDC est utilisé pour fournir de l'énergie à partir d'une centrale éolienne offshore, le flux de puissance active est unidirectionnel (le côté offshore fournit de l'énergie active au côté onshore et non l'inverse).

Dans cette section, le système de contrôle du VSC-HVDC est réalisé en utilisant une boucle de régulation interne rapide contrôlant les courants alternatifs. Le contrôle des courants à travers le filtre de couplage L_k ($k=r, i$) est réalisé en appliquant des tensions appropriées au convertisseur de puissance. A partir des équations du modèle mathématique, il est clair qu'il existe un couplage entre les composantes *dq* du courant. Afin de contrôler les courants i_{kd} et i_{kq}, il existe deux approches de contrôle différentes:

- Contrôle multi-variables, contrôlant les composantes *dq* avec un seul contrôleur à deux dimensions.
- Découplage et contrôle indépendant des composantes *dq*.

De façon générale dans la seconde approche basée sur des régulateurs cascadés, les contrôleurs externes comprennent le contrôleur de la tension continue, le contrôleur de la tension alternative, le contrôleur de la puissance active, le contrôleur de la puissance réactive et le contrôleur de la fréquence. Ainsi, la référence du courant actif peut être obtenue à partir du contrôleur de la tension continue, du contrôleur de la puissance active ou du contrôleur de la fréquence. D'autre part, la référence du courant réactif peut être dérivée du régulateur de la puissance réactive ou du régulateur de la tension alternative [40]. Les contrôleurs internes s'occupent de la régulation des courants direct et en quadrature.

II.6.1. Contrôle du côté redresseur

La figure (II.10) montre la configuration globale de la commande du côté redresseur pour un système de transmission VSC-HVDC point à point. Cette technique de commande utilise deux régulateurs PI pour contrôler les courants direct et en quadrature. Les sorties de ces régulateurs sont introduits, après une transformation de coordonnées, dans un bloc de modulation vectorielle.

II.6.1.1. Synthèse des régulateurs internes des courants

La boucle de contrôle interne contrôle chaque courant à la valeur de référence reçue du contrôleur externe. Dans le but de contrôler les courants $i_{rd,q}$ indépendamment l'un de l'autre, un terme de découplage, tel que représenté sur la figure (II.11), est introduit [111].

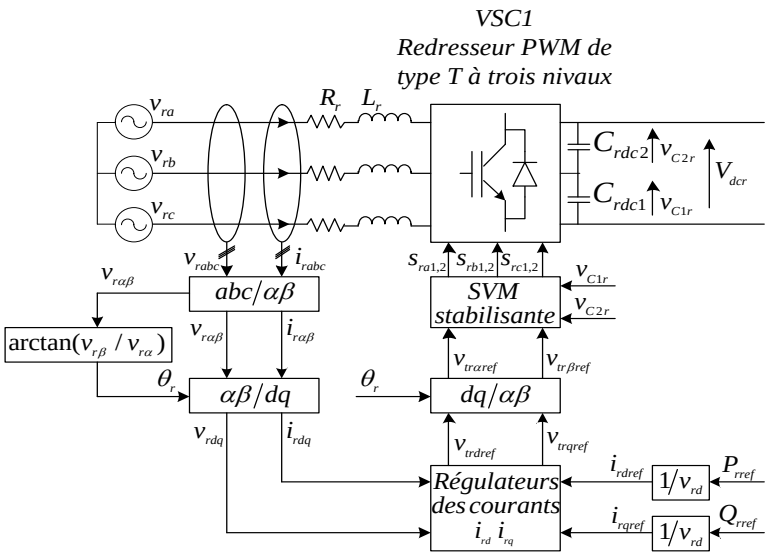

Figure (II.10) : Principe de la commande du redresseur d'un système VSC-HVDC point à point

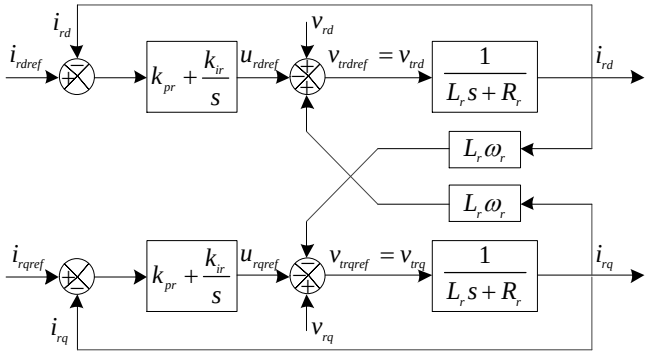

Figure (II.11) : Régulateurs des courants direct et en quadrature du redresseur

Deux contrôleurs PI contrôlent les courants à leurs valeurs de référence et calculent les tensions internes $u_{rd,q}$ données selon (II.30) par :

$$\begin{aligned} u_{rdref} &= v_{rd} - v_{trdref} + \omega_r L_r i_{rq} = (L_r s + R_r) i_{rd} \\ u_{rqref} &= v_{rq} - v_{trqref} - \omega_r L_r i_{rd} = (L_r s + R_r) i_{rq} \end{aligned} \tag{II.39}$$

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H_r(s) = \frac{\left(k_{pr} s + k_{ir}\right)/L_r}{s^2 + \frac{\left(k_{pr} + R_r\right)}{L_r} s + \frac{k_{ir}}{L_r}} \tag{II.40}$$

Par analogie avec la fonction de transfert d'un système désiré de deuxième ordre on trouve :

$$\begin{aligned} k_{pr} &= 2L_r \xi_r \omega_{nr} - R_r \\ k_{ir} &= L_r \omega_{nr}^2 \end{aligned} \tag{II.41}$$

Où

ξ_r : Coefficient d'amortissement;

ω_{nr} : Pulsation propre des oscillations non amorties du système.

Si les deux composantes u_{rdref} et u_{rqref} sont les sorties des deux régulateurs PI, les commandes v_{trdref}, v_{trqref} sont déterminées par l'équation (II.42) suivante :

$$\begin{aligned} v_{trdref} &= v_{rd} - u_{rdref} - \omega_r L_r i_{rq} \\ v_{trqref} &= v_{rq} - u_{rqref} + \omega_r L_r i_{rd} \end{aligned} \tag{II.42}$$

II.6.1.2. Contrôle des puissances active et réactive

Le contrôle des puissances active et réactive peut être réalisé par inversion du modèle. Les références des courants actif et réactif sont obtenues en utilisant les équations des puissances active et réactive instantanées. A partir de l'équation (II.38) on obtient :

$$i_{rdref} = \frac{P_{rref}}{v_{rd}}$$
$$i_{rqref} = \frac{Q_{rref}}{v_{rd}} \quad \text{(II.43)}$$

Où

P_{rref} est la valeur de référence de la puissance active;

Q_{rref} est la valeur de référence de la puissance réactive.

II.6.2. Contrôle du côté onduleur

La figure (II.12) montre la configuration globale de la commande du côté onduleur d'un système VSC-HVDC.

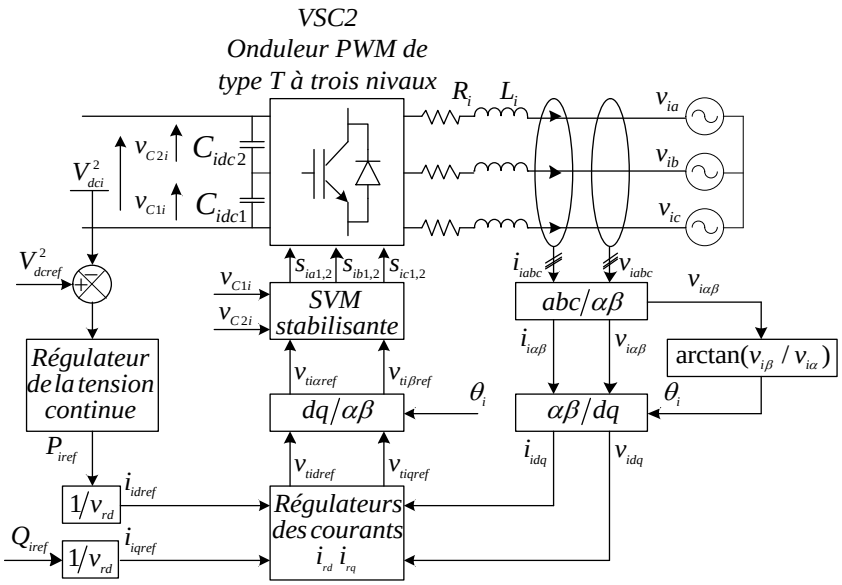

Figure (II.12) : Principe de la commande de l'onduleur d'un système VSC-HVDC point à point

II.6.2.1. Régulation de la tension continue

Le régulateur de la tension continue est nécessaire pour contrôler la tension du bus DC assurant l'équilibre des puissances entre les parties AC et DC de l'onduleur. Le contrôleur de la tension continue fournie la puissance qui doit être injectée dans le réseau. Cette dernière sera utilisée pour calculer la référence i_{idref} nécessaire pour la boucle de courant.

La puissance active du côté continu vérifié l'équation suivante :

$$P_{inv} = P_{idc} - P_{Cieq} \quad \text{(II.44)}$$

Où

P_{Cieq} : Puissance du condensateur équivalent;

P_{idc} : Puissance de la line continue.

En utilisant la transformée de Laplace, on déduit la fonction de transfert suivante :

$$V_{dci}^2 = \frac{2}{C_{ieq}s}\left(P_{idc}(s) - P_{inv}(s)\right) \quad \text{(II.45)}$$

Le schéma de la figure (II.13) représente le schéma bloc de la régulation de la tension continue.

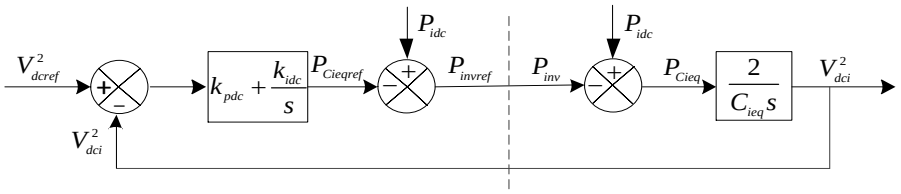

Figure (II.13) : Régulation de la tension continue avec un correcteur PI

La fonction de transfert du système en boucle fermée de la figure (I.13) est donnée par :

$$H_{dc}(s) = \frac{2\left(k_{pdc}s + k_{idc}\right)/C_{ieq}}{s^2 + \frac{2k_{pdc}}{C_{ieq}}s + \frac{2k_{idc}}{C_{ieq}}} \tag{II.46}$$

Par analogie avec la fonction de transfert d'un système désiré de deuxième ordre on trouve :

$$\begin{aligned} k_{pdc} &= C_{ieq}\xi_{dc}\omega_{ndc} \\ k_{idc} &= C_{ieq}\omega_{ndc}^2 \end{aligned} \tag{II.47}$$

Où

ξ_{dc} : Coefficient d'amortissement;

ω_{ndc} : Pulsation propre des oscillations non amorties du système.

II.6.2.2. Synthèse des régulateurs internes des courants

Pour les régulateurs des courants de l'onduleur, on utilise l'équation (II.33) et on pose :

$$\begin{aligned} u_{idref} &= v_{tidref} - v_{id} - \omega_i L_i i_{iq} = (L_i s + R_i) i_{id} \\ u_{iqref} &= v_{tiqref} - v_{iq} + \omega_i L_i i_{id} = (L_i s + R_i) i_{iq} \end{aligned} \tag{II.48}$$

Le diagramme des régulateurs des courants est représenté dans le schéma de la figure (II.14).

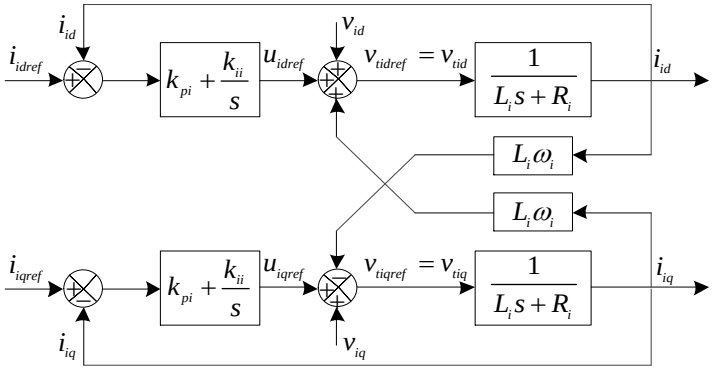

Figure (II.14) : Régulateurs des courants direct et en quadrature du côté onduleur

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H_{ii}(s) = \frac{\left(k_{pi}s + k_{ii}\right)/L_i}{s^2 + \frac{\left(k_{pi} + R_i\right)}{L_i}s + \frac{k_{ii}}{L_i}} \tag{II.49}$$

Par identification de l'expression (II.49) avec celle de la fonction de transfert d'un système du deuxième ordre en boucle fermée désiré, on obtient :

$$\begin{aligned} k_{pi} &= 2L_i\xi_i\omega_{ni} - R_i \\ k_{ii} &= L_i\omega_{ni}^2 \end{aligned} \tag{II.50}$$

Où

ξ_i : Coefficient d'amortissement;

ω_{ni} : Pulsation propre des oscillations non amorties du système.

Les commandes v_{tidref}, v_{tiqref} sont déterminées comme suit :

$$\begin{aligned} v_{tidref} &= v_{id} + u_{idref} + \omega_i L_i i_{iq} \\ v_{tiqref} &= v_{iq} + u_{iqref} - \omega_i L_i i_{id} \end{aligned} \tag{II.51}$$

II.7. Résultats de simulation

Dans cette partie, le comportement du système de transmission HVDC point à point à base de convertisseurs VSC à trois niveaux de type T sera analysé. Ainsi, afin de tester l'efficacité des contrôleurs développés dans ce chapitre ainsi que le comportement du système dans différentes conditions, plusieurs cas d'étude seront traités et simulés. Les paramètres du système VSC-HVDC point à point multiniveaux sont indiqués dans l'Annexe A. Les paramètres des régulateurs sont présentés dans le tableau (II.5).

Tableau (II.5) : Paramètres des régulateurs

Gains des régulateurs	Valeurs
Gains du régulateur de la tension continue k_{idc}, k_{pdc}	30, 0.6
Gains des régulateurs des courants côté redresseur k_{ir}, k_{pr}	6000, 11.8
Gains des régulateurs des courants côté onduleur k_{ii}, k_{pi}	150000, 59.8

II.7.1. Changement des puissances active et réactive

Initialement, le système est dans un mode de fonctionnement nominal opérant à 100 MW. La tension continue V_{dcref} est fixée à 90 kV. Les deux stations de conversion fonctionnent à facteur de puissance unitaire. Les scénarios adoptés pour ce test sont :

- À l'instant t = 0.3 s, la référence de la puissance active du terminal *VSC1* P_{rref} change de 100 MW à 80 MW;
- À l'instant t = 0.5 s, les exigences de puissance réactive des deux systèmes alternative sont changées de 0 Mvar à 20 Mvar;
- À l'instant t = 0.7 s, un autre changement de la puissance active de référence du système VSC1 est introduit; la nouvelle référence de la puissance a été augmentée à 90 MW.

La figure (II.15) représente la réponse dynamique du système VSC-HVDC point à point pour des changements des consignes des puissances active et réactive.

A partir des figures (II.15.a et b), nous pouvons constater que la tension continue du deuxième terminal retrouve sa valeur de référence après une période transitoire de 0.05s. Nous pouvons remarquer aussi qu'à la suite des perturbations dues aux variations dans les consignes des puissances, la tension continue est bien régulée. En effet, le courant de la ligne DC suit exactement les variations des consignes des puissances actives.

Les figures (II.15.c et d) représentent les tensions des condensateurs du bus continu. Elles conservent leur équilibrage dans les deux régimes permanent et transitoire ceci est du à la tache d'équilibrage menée par le modulateur proposé.

A partir des figures (II.15.e et f), nous pouvons remarquer que les puissances active et réactive du coté redresseur ainsi que celles du coté onduleur suivent leurs valeurs de référence. Les régulateurs forcent ces puissances de suivre les changements des puissances de référence avec des temps de réponse très courts. A noter que les changements de la puissance réactive n'affectent pas la puissance active; un découplage des puissances active et réactive est ainsi préservé.

Les figures (II.15.g et h) montrent que les allures des courants alternatives des côtés redresseur et onduleur ont une forme sinusoïdale. En outre, les spectres harmoniques des courants donnés par les figures (II.15. i et j) montrent que la commande proposée est capable de fournir des formes d'onde avec de faibles valeurs de distorsion harmonique totale.

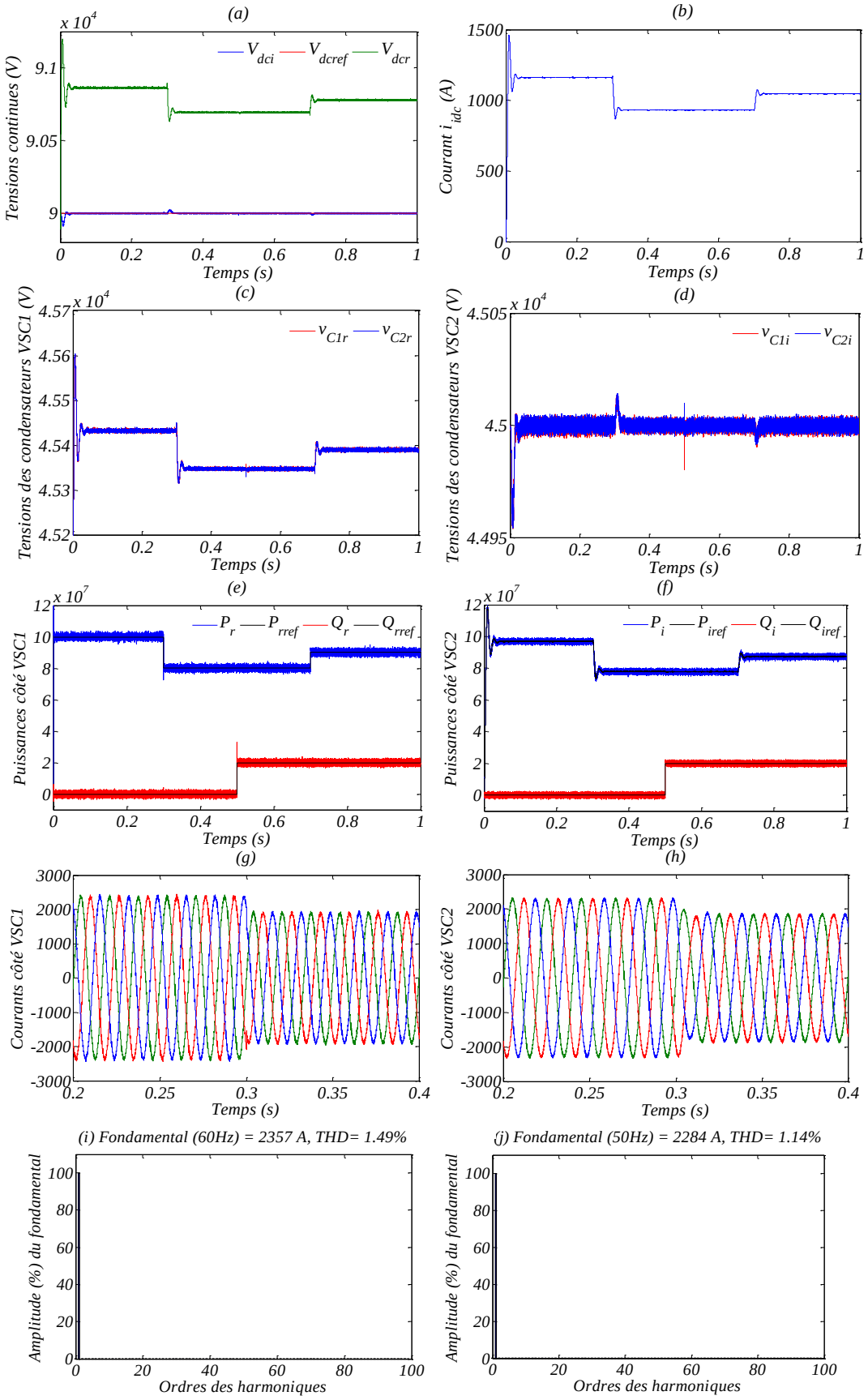

Figure (II.15) : Comportement du système VSC-HVDC point à point lors de changements des références des puissances active et réactive : (a) tensions continues, (b) courant du côté DC, (c) tensions des condensateurs du côté VSC1, (d) tensions des condensateurs du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC1, (f) puissances du côté VSC2, (g) courants de phase côté VSC1, (h) courants de phase côté VSC2, (i) spectre harmonique des courants côté VSC1, (j) spectre harmonique des courants côté VSC2

II.7.2. Changement de référence de la tension du bus continu

Initialement, V_{dcref} est fixée à 90 kV et le système VSC-HVDC transport une puissance active de 100 MW à partir de system *VSC1* vers le système *VSC2*. Les deux unités de conversion fonctionnent à facteur de puissance unitaire. Dans ce cas, le système est testé pour les deux changements suivants :

- À l'instant t = 0.3 s, V_{dcref} est soumise à une diminution d'un échelon de 500 V;
- À t = 0.7 s, la référence de la tension continue est augmentée d'un échelon de 500 V.

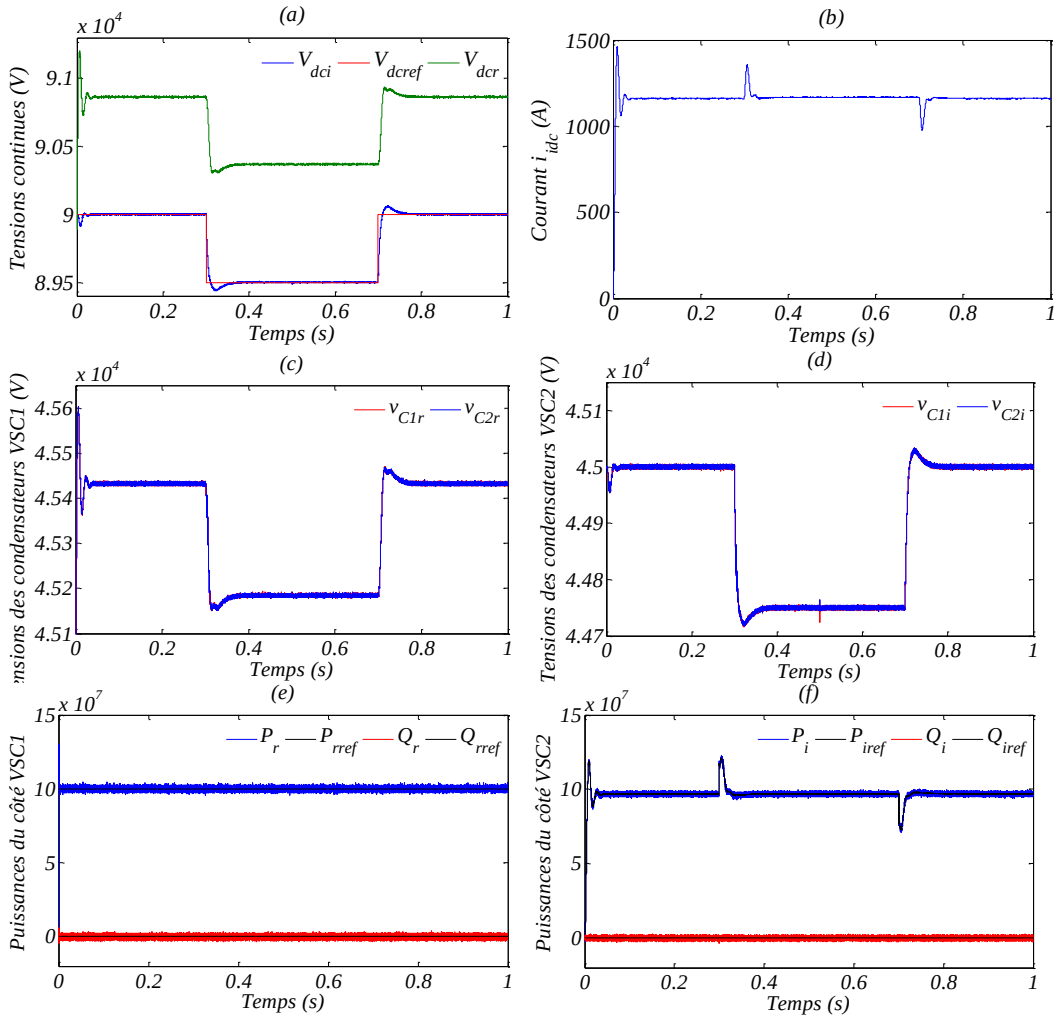

Figure (II.16) : Comportement dynamique du système VSC-HVDC point à point lors de changements de la référence de la tension continue : (a) tensions continues, (b) courant du côté DC (c) tensions des condensateurs du côté VSC1, (d) tensions des condensateurs du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC1, (f) puissances du côté VSC2

Il est clair d'après les résultats de simulation présentés sur la figure (II.16) que la stratégie de commande proposée permet de stabiliser le système indépendamment du changement de la consigne de la tension continue.

Dans les figures (II.16.a, b, c et d), la tension du bus continu passe par un régime transitoire très court avant qu'elle converge de nouveau vers sa consigne. Comme prévu, la stratégie d'équilibrage des tensions des condensateurs proposée les maintient équilibrées dans des conditions aussi bien statiques que transitoires à la suite de la variation de la tension du bus continu.

Les figures (II.16.e et f) illustrent les variations des puissances active et réactive dues à la variation de la tension du bus continu. Ces puissances suivent leurs valeurs de référence en régime permanant. On peut remarquer aussi que la puissance active du coté onduleur se stabilise rapidement après des pics due à la variation de la tension du bus continu. Les puissances réactives restent égales à leurs valeurs initiales (*0 var*) indépendamment des variations des puissances actives. Cette constatation nous confirme de nouveau que la commande est capable de maintenir un contrôle découplé des puissances.

II.7.3. Inversion du sens de la puissance active

Le but de ce test est de montrer l'efficacité du système de contrôle vis-à-vis l'inversion de la direction du flux de la puissance active.

Initialement, la puissance active est réglée à 100 MW et transite du premier terminal vers le deuxième terminal. Dans ce test, V_{dcref} est fixée à sa valeur nominale, et les deux convertisseurs fonctionnent à facteur de puissance unitaire. À t = 0.5 s, la puissance a été inversée de 100 MW à -100 MW.

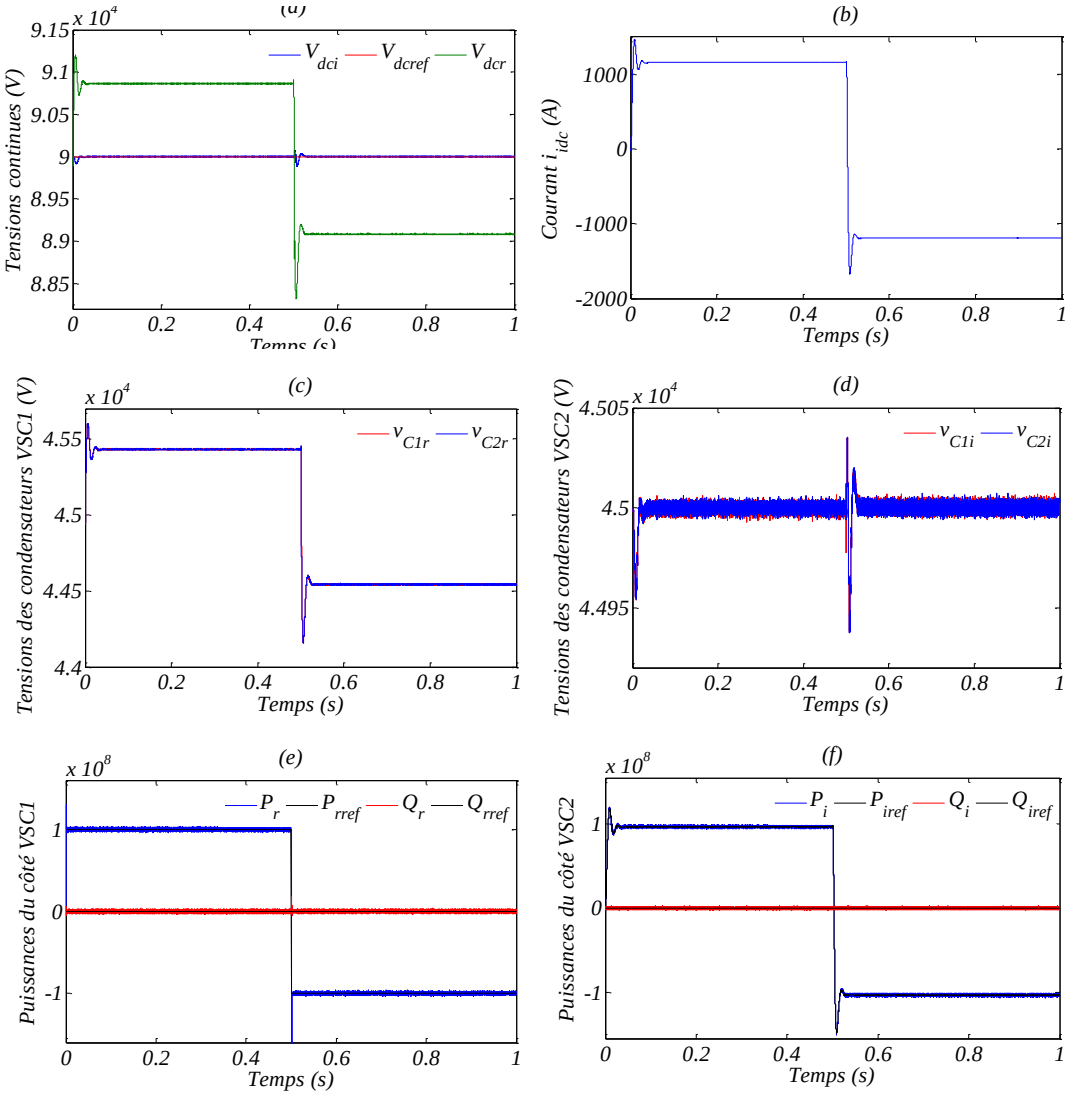

Figure (II.17) : Comportement du système VSC-HVDC point à point lors d'une inversion du sens de transfert de la puissance active : (a) tensions continues, (b) courant du côté DC, (c) tensions des condensateurs du côté VSC1, (d) tensions des condensateurs du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC1, (f) puissances du côté VSC2

Figure (II.17) représente la réponse dynamique du système pour une inversion du sens de transfert de la puissance active.

Comme le montre la figure (II.17.a), sauf pendant les transitoires, la tension du bus de la liaison DC du côté onduleur est maintenue à sa valeur souhaitée de 90 kV. La tension DC du côté redresseur diminue à la valeur 89 kV suite à l'inversion de la puissance active.

Figure (II.17.b) montre que le courant continu de la ligne de transmission est proportionnel à la puissance active transitée.

Les figures (II.17.c et d) nous permettent de constater que les tensions des condensateurs sont stables et dépendantes des formes de leurs tensions des bus continus.

Les résultats de simulation des figures (II.17.e et f) montrent que les flux des puissances active sur les deux côtés du VSC-HVDC ont été inversées. Les changements des puissances actives aux deux extrémités n'a aucun effet sur la stabilité du système mise à part quelques transitoires au moment de l'inversion. A noter que, les puissances réactives restent égales à leurs valeurs initiales (0 Var) indépendamment des variations des puissances actives.

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, un système de transmission VSC-HVDC point à point à trois nivaux de type T connecté à deux réseaux alternatifs asynchrones a été présenté. Les commandes des deux stations ont été développées afin de contrôler les flux des puissances active et réactive, garantir la stabilité du bus continu et d'améliorer la qualité d'alimentation. La capacité de contrôle de cette stratégie a été explorée en simulant le système VSC-HVDC dans déférents scenarios.

Les résultats obtenus confirment que le système VSC-HVDC point à point proposé est capable de transmettre la puissance sur de longues distances. Dans chaque station, les puissances active et réactive sont contrôlées d'une manière indépendante et bidirectionnelle. De plus, l'équilibrage des tensions des condensateurs du bus continu est efficacement réalisé à l'aide d'une modulation vectorielle équipée par une stratégie d'équilibrage. En outre, elle est en mesure de réduire la distorsion harmonique des courants alternatifs comme le témoigne leurs formes sinusoïdales.

Chapitre III
Raccordement d'un système VSC-MTDC à de fermes éoliennes offshores

III.1. Introduction

De nombreux parcs éoliens offshore sont planifiés ou installés avec des capacités supérieures à 100 MW [111]. La puissance générée par de multiples parcs éoliens offshores peut être utilisée pour alimenter des centres de charge onshores éloignés via des systèmes HVDC. Bien que la plupart de ces interconnexions HVDC soient à deux terminaux, leur mode de fonctionnement peut également être étendu aux systèmes MTDC [13] [112] [113].

Contrairement à une interconnexion VSC-HVDC point à point, un système VSC-MTDC est plus polyvalent et capable d'utiliser les avantages économiques et techniques de la technologie HVDC. Il est également mieux adapté si l'intégration futuriste de sources d'énergie renouvelables est prévue [104]. Dans un système VSC-MTDC, les stations de convertisseurs peuvent être situées à des distances de différents endroits; leurs côtés DC étant interconnectés par des câbles DC.

Il existe également un intérêt croissant pour les réseaux MTDC fournissant des services supplémentaires pour améliorer la stabilité des réseaux AC principaux [89]. Dans les réseaux MTDC, le partage de puissance est réalisé en régulant la tension continue à toutes les bornes. Par conséquent, au moins l'un des VSCs connectés au réseau multiterminaux doit réguler la tension continue en agissant comme un convertisseur maître ou primaire tandis que le reste doivent agir comme des convertisseurs esclaves ou secondaires [114]. Le convertisseur maître contrôle la tension continue de son bus DC tandis que les convertisseurs esclaves contrôlent les tensions AC du point de couplage commun et les puissances active et réactive ou les courants internes [104].

Dans ce contexte, de nombreuses stratégies de commande ont été présentées récemment dans la littérature pour commander un système VSC-MTDC. Parmi ces commandes, la commande par orientation de la tension, qui peut contrôler indirectement les puissances active et réactive d'entrée en commandant les courants d'entrées des convertisseurs. Cela permet d'obtenir de bonnes réponses statiques et dynamiques. Cependant, la performance de la commande VOC repose largement sur le contrôle des courants internes qui dépend du choix précis des paramètres des régulateurs utilisé [6] [40] [115].

La commande DPC est un autre type de stratégie de contrôle de haute performance pour les convertisseurs VSCs basée sur la théorie de la puissance instantanée. L'idée de base de cette commande est de choisir le meilleur état de commutation des commutateurs de puissance à travers une table de commutation avec des comparateurs à hystérésis en vue de maintenir un courant purement sinusoïdal du côté réseau [115]. Les ondulations de puissance élevées et la fréquence de commutation variable sont les deux inconvénients les plus notables de la commande DPC conventionnelle [29] [40]. Afin de remédier aux inconvénients de la commande DPC conventionnelle, deux combinaisons du contrôle direct de puissance sont proposées dans ce chapitre. La première utilise un modulateur vectoriel au lieu d'une table de commutation dite (DPC-SVM). La deuxième combine le principe de la DPC avec une stratégie prédictive afin d'imposer préalablement des critères sur la qualité du contrôle des puissances instantanées. Cette approche s'intitule : commande directe de puissance prédictive (PDPC-SVM). Ces stratégies de contrôle seront appliquées pour les convertisseurs d'un système VSC-MTDC à trois niveaux de type T. Pour mettre en exergue les performances statiques et dynamiques des trois techniques, une série de simulation sous l'environnement Matlab/Simulink sera présentée et commentée.

III.2. Topologies des réseaux HVDC multiterminaux

Différentes topologies de réseaux MTDC sont décrites et comparées en détail dans [116-119]. En général, les configurations typiques des réseaux MTDC peuvent être divisées en deux types de structures montrés sur la figure (III.1).

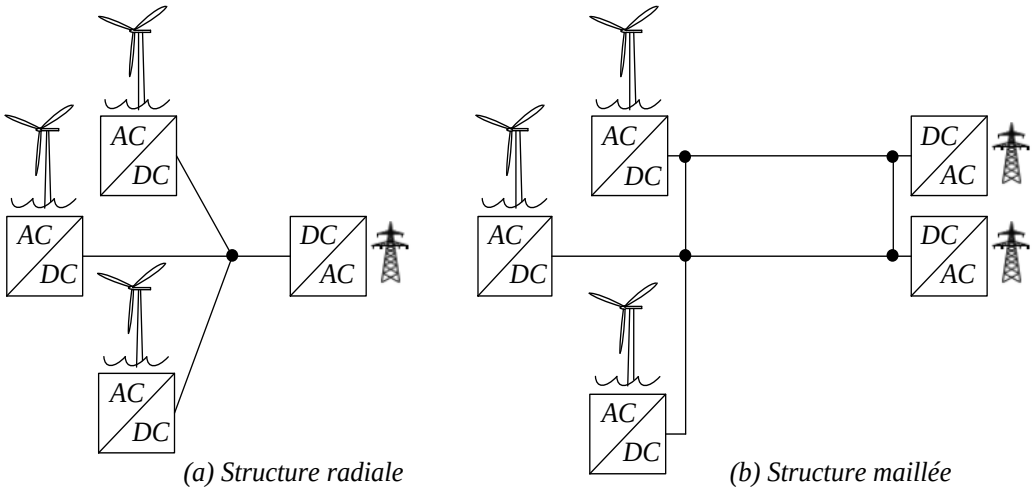

Figure (III.1) : Topologies des réseaux MTDC [116]

III.2.1. Réseau MTDC Radial

La figure (III.1.a) présente une topologie radiale du réseau MTDC. Cette topologie convient plus aux réseaux de petite taille avec des exigences de transmission de puissance limitées, où une seule liaison HVDC peut être utilisée pour transférer de l'énergie à partir de petites installations offshore ou pour alimenter des plates-formes pétrolières et gazières offshores [116].

Dans un réseau MTDC radial, toutes les stations VSCs sont connectées au réseau AC via une seule liaison HVDC. Le partage de puissance et la contrôlabilité dans un réseau MTDC radial sont plus faciles que ceux dans un réseau MTDC maillé [1] [116] [120].

III.2.2. Réseau MTDC maillé

Le réseau MTDC maillé peut être utilisé pour transférer une grande quantité d'énergie à partir de grandes stations offshore et des réseaux AC. Il est plus fiable que le réseau MTDC radial. Cependant, les réseaux MTDC maillés sont encore au stade de développement, de sorte que les défis tels que le contrôle du flux d'énergie, la protection du système et la gestion des défauts doivent être surmontés [1] [116] [120].

III.3. Système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores

La figure (III.2) montre deux fermes éoliennes offshores connectées via un système de transmission VSC-MTDC. Chaque ferme éolienne offshore se compose de plusieurs éoliennes PMSG. Ces éoliennes peuvent être connectées soit en série et / ou parallèles, via un réseau moyenne tension. Le système VSC-MTDC connecte les fermes éoliennes en utilisant des filtres LCL. Le système VSC-MTDC à structure radiale adopté contient trois terminaux et trois sections de ligne DC. Les sections de ligne comprennent deux câbles sous-marins et une ligne aérienne. Les deux premières stations sont connectées à deux VSC alimentés par les deux parcs éoliens offshores. Alors que, la troisième station est connectée au réseau AC via un autre convertisseur VSC triphasé. L'objectif est de transférer l'énergie éolienne à travers le réseau MTDC vers la zone AC où les consommateurs sont situés.

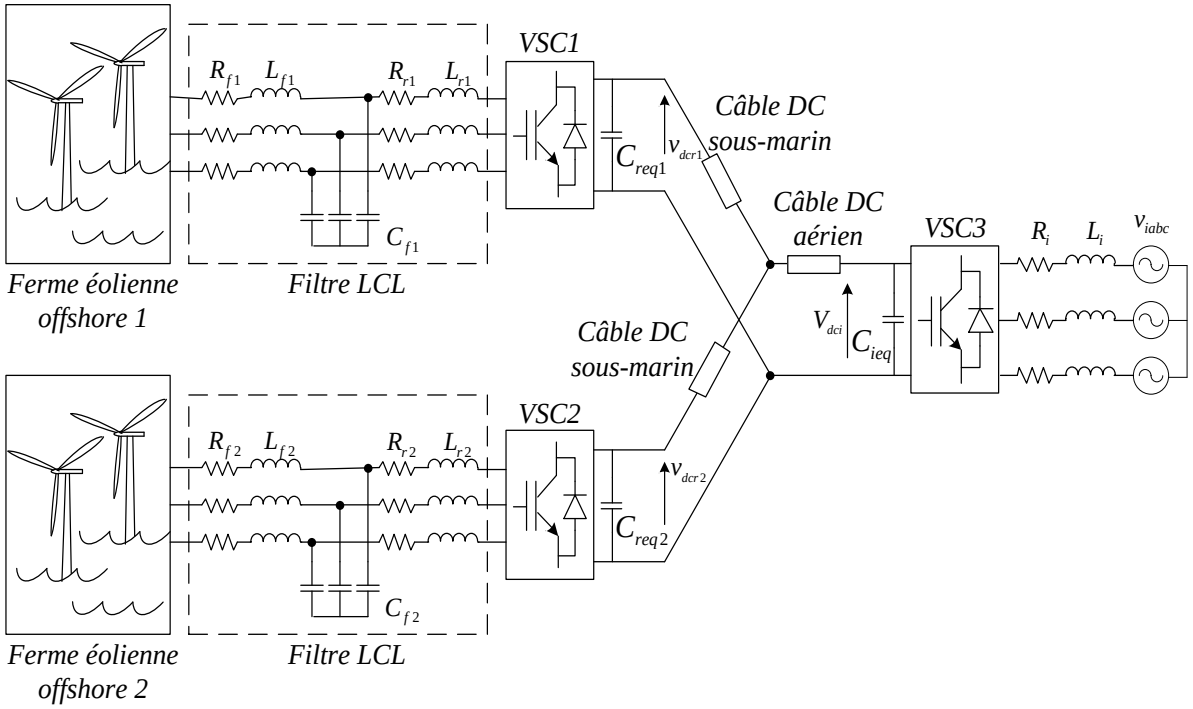

Figure (III.2) : Système VSC-MTDC raccordée à deux fermes éoliennes offshores

III.3.1. Modélisation du filtre LCL

De nombreuses topologies de filtres passifs sont présentées dans la littérature, comme le filtre L, le filtre LC [121] et le filtre LCL [122] [123]. D'autres topologies avec un plus grand nombre d'éléments et une complexité accrue ont été également proposées [123-125].

Initialement, des filtres inductifs (L) ont été proposés dans la littérature, principalement en raison de leur simplicité [126]. La topologie (L) est un filtre de premier ordre, donc, une inductance de haute valeur est nécessaire pour atténuer le courant harmonique. Cependant une grande valeur d'inductance génère une chute de tension plus élevée et affecte ainsi le temps de réponse du contrôleur [126].

Le filtre LC a été proposé comme une alternative au filtre L dont la caractéristique augmente l'atténuation pour les hautes fréquences et réduit le volume du filtre. Les inconvénients de ce type de filtre sont la fréquence de résonance, qui peut amplifier les composantes harmoniques du courant d'ordres élevés, et la présence de courants d'appel dans la capacité de sortie [124].

Le filtre LCL est un filtre de troisième ordre, qui a retenu l'attention des chercheurs comme une alternative aux filtres LC et a été utilisé dans la plupart des applications de sources de tension [122]. Cette topologie entraîne une réduction du volume et de la chute de tension à travers les inducteurs, si on la compare à la topologie L [124]. En outre, la deuxième inductance limite le courant d'appel du condensateur et augmente la robustesse de l'onduleur en raison des variations d'inductance du réseau [127-129].

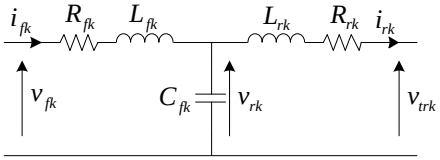

Figure (III.3) : Schéma du filtre LCL

En appliquant les lois de *Kirchhoff*, le modèle triphasé du filtre LCL représenté par sont schéma unifilaire de la figure (III.3) est donné par :

$$\begin{aligned} L_{fk}\frac{di_{fk}}{dt} &= v_{PCCk} - v_{rk} - R_{fk}i_{fk} \\ L_{rk}\frac{di_{rk}}{dt} &= v_{rk} - v_{trk} - R_{rk}i_{rk} \\ C_{fk}\frac{dv_{rk}}{dt} &= i_{Ck} = i_{fk} - i_{rk} \end{aligned} \qquad \text{(III.1)}$$

Avec :

v_{PCCk} : Tension du PCC;

v_{rk} : Tension au bornes de la capacité du filtre LCL;

v_{trk} : Tension d'entrée du redresseur;

L_{fk} : Inductance du filtre du côté PCC;

R_{fk} : Résistance série équivalente du côté PCC;

C_{fk} : Capacité du filtre LCL;

L_{rk} : Inductance du filtre du côté redresseur;

R_{rk} : Résistance série équivalente du côté redresseur;

i_{fk} : Courant traversant le filtre R_{fk} L_{fk} du côté PCC;

i_{Ck} : Courant traversant la capacité du filtre;

i_{rk} : Courant traversant le filtre R_{rk} L_{rk} du côté redresseur.

L'équation (III.1) peut être réécrite dans le repère $\alpha\beta$ comme suit :

$$\begin{cases} L_{fk}\dfrac{di_{f\alpha\beta k}}{dt} = v_{PCC\alpha\beta k} - v_{r\alpha\beta k} - R_{fk}i_{f\alpha\beta k} \\ L_{rk}\dfrac{di_{r\alpha\beta k}}{dt} = v_{r\alpha\beta k} - v_{tr\alpha\beta k} - R_{rk}i_{r\alpha\beta k} \\ C_{fk}\dfrac{dv_{r\alpha\beta k}}{dt} = i_{f\alpha\beta k} - i_{r\alpha\beta k} \end{cases} \qquad \text{(III.2)}$$

L'application de la transformation de la matrice de rotation conduit au modèle du filtre dans le repère *dq* suivant :

$$
\begin{cases}
\dfrac{di_{fdk}}{dt} = \dfrac{1}{L_{fk}}(v_{PCCdk} - v_{rdk} - R_{fk} i_{fdk} + \omega_{rk} L_{fk} i_{fqk}) \\
\dfrac{di_{fqk}}{dt} = \dfrac{1}{L_{fk}}(v_{PCCqk} - v_{rqk} - R_{fk} i_{fqk} - \omega_{rk} L_{fk} i_{fdk})
\end{cases}
$$

$$
\begin{cases}
\dfrac{di_{rdk}}{dt} = \dfrac{1}{L_{rk}}(v_{rdk} - v_{trdk} - R_{rk} i_{rdk} + \omega_{rk} L_{rk} i_{rqk}) \\
\dfrac{di_{rqk}}{dt} = \dfrac{1}{L_{rk}}(v_{rqk} - v_{trqk} - R_{rk} i_{rqk} - \omega_{rk} L_{rk} i_{rdk})
\end{cases}
\qquad \text{(III.3)}
$$

$$
\begin{cases}
\dfrac{dv_{rdk}}{dt} = \dfrac{1}{C_{fk}}(i_{fdk} - i_{rdk} + \omega_{rk} C_{fk} v_{rqk}) \\
\dfrac{dv_{rqk}}{dt} = \dfrac{1}{C_{fk}}(i_{fqk} - i_{rqk} - \omega_{rk} C_{fk} v_{rdk})
\end{cases}
$$

III.4. Commande VOC d'un système VSC-MTDC

III.4.1. Contrôle du côté offshore

La figure (III.4) présente le principe de la commande du côté offshore d'un système VSC-MTDC relie à une centrale éolienne offshore au moyen d'un filtre de couplage LCL. Le schéma de contrôle en cascade est constitué d'une boucle de tension externe qui fournit la référence du courant et une boucle de courant interne qui fournit les signaux de modulation. Ce type de contrôle est généralement choisi pour la régulation du courant et/ou de la tension de sortie des convertisseurs de tension à cause de sa performance supérieure de rejet de perturbations et de sa capacité de limitation du courant [130].

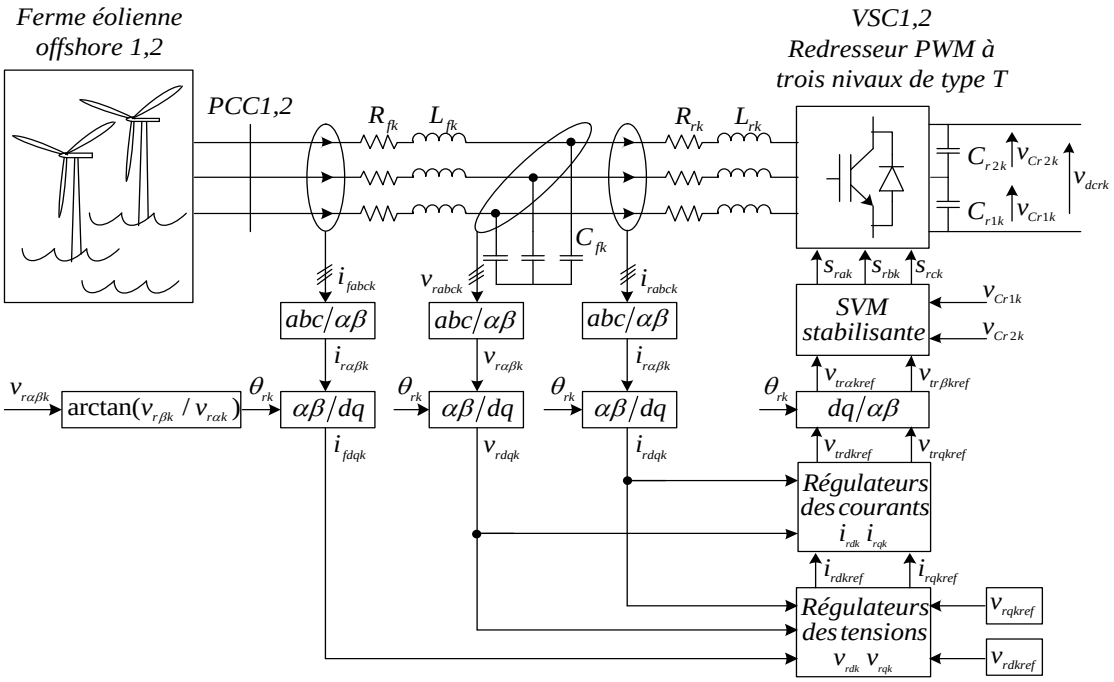

Figure (III.4) : Schéma de la commande VOC du côté offshore d'un système VSC-MTDC raccordé à une ferme éolienne offshore

III.4.2.Synthèse du régulateur de la tension AC

La figure (III.5) présente le schéma du régulateur externe de la tension alternative qui fournit la référence du courant. Cette figure montre aussi que le couplage entre v_{rdk} et v_{rqk} est éliminé au moyen d'une compensation d'anticipation de découplage.

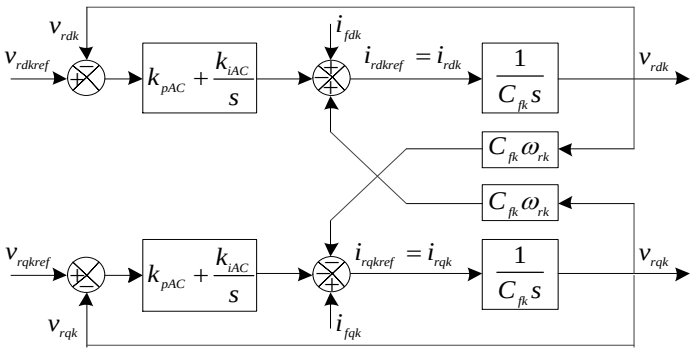

Figure (III.5) : Régulateurs des tensions alternatives du redresseur

La fonction de transfert du système en boucle fermée est donnée par :

$$H_{AC}(s) = \frac{\left(k_{pAC}s + k_{iAC}\right)/C_{fk}}{s^2 + \frac{k_{pAC}}{C_{fk}}s + \frac{k_{iAC}}{C_{fk}}} \tag{III.4}$$

Par analogie avec la fonction de transfert d'un système désiré du deuxième ordre on trouve :

$$\begin{aligned} k_{pAC} &= C_{fk}\xi_{AC}\omega_{nAC} \\ k_{iAC} &= C_{fk}\omega_{nAC}^2 \end{aligned} \tag{III.5}$$

Où

ξ_{AC} : Coefficient d'amortissement;

ω_{nAC} : Pulsation propre des oscillations non amorties du système.

III.4.3. Contrôle du côté onshore

La configuration globale de la commande proposée est illustrée dans la figure (III.6).

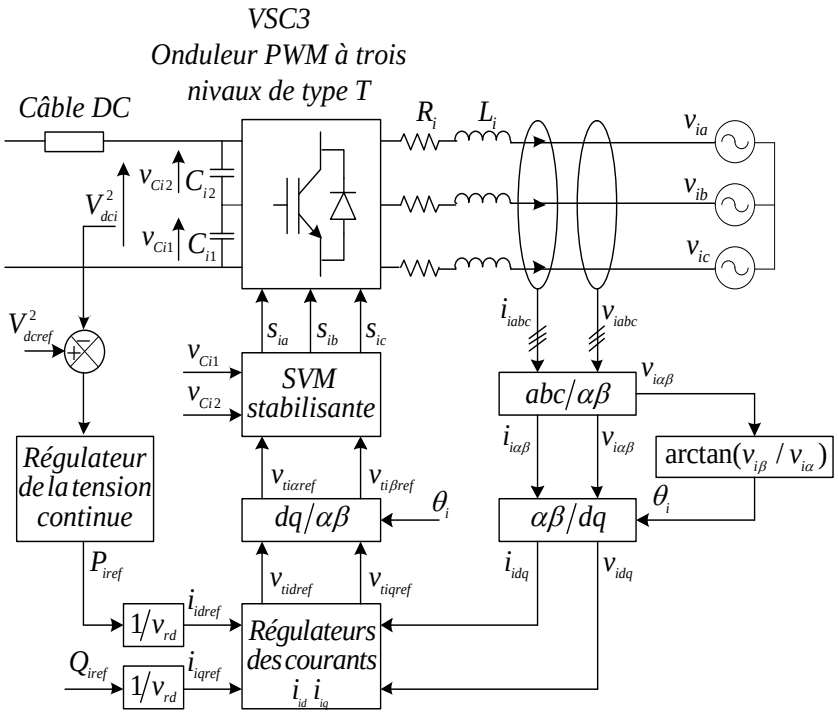

Figure (III.6) : Schéma de la commande VOC du côté onshore d'un système VSC-MTDC

Le convertisseur du côté onshore est responsable de l'interfaçage du réseau VSC-MTDC avec le réseau AC. Le convertisseur VSC3 est en charge du contrôle de la tension continue du circuit intermédiaire et les courants traversent le filtre de couplage inductif. On considère ce terminal comme maître avec le contrôle permanent de la tension continue, tandis que les autres bornes sont exploitées comme bornes esclaves. La tension continue est contrôlée à l'aide d'un contrôleur de tension continue, et les régulateurs des courants internes sont conçus d'une manière similaire à ceux de la section (II.6.2.1).

III.4.4. Résultats de simulation

Dans ce cas d'étude, le comportement du système de transmission VSC-MTDC raccordée à deux fermes éoliennes offshores de 50 éoliennes chacune sera analysé. Chaque ferme éolienne est soumise à sa propre vitesse équivalente de vent. Les paramètres du système VSC-MTDC sont indiqués dans l'Annexe A; et les paramètres des régulateurs sont présentés dans le tableau (III.1).

Tableau (III.1) : Paramètres des régulateurs

Gains des régulateurs		Valeurs
Gains des régulateurs de vitesse des fermes éoliennes	$k_{i\Omega}$, $k_{p\Omega}$	17.28e9, 43.2e7
Gains des régulateurs des courants du côté redresseur de la ferme éolienne	k_i, k_p	1274.21, 2.83
Gains des régulateurs de la tension continue de la ferme éolienne	k_{iDC}, k_{pDC}	25, 1
Gains des régulateurs des puissances du côté onduleur de la ferme éolienne	k_{iPQ}, k_{pPQ}	22.63, 0.0056
Gains des régulateurs des tensions alternatives du VSC-MTDC	k_{iAC}, k_{pAC}	0.2, 0.004
Gains des régulateurs des courants du côté redresseur du VSC-MTDC	k_{ir}, k_{pr}	600000, 119.8
Gains des régulateurs de la tension continue du VSC-MTDC	k_{idc}, k_{pdc}	30, 0.6
Gains des régulateurs des courants du côté onduleur du VSC-MTDC	k_{ii}, k_{pi}	1500000, 599.8

III.4.4.1. Cas d'un profil de vent variable

La figure (III.7) représente le comportement dynamique du système VSC-MTDC connecté à deux fermes éoliennes offshores soumises à des profils de vent différents.

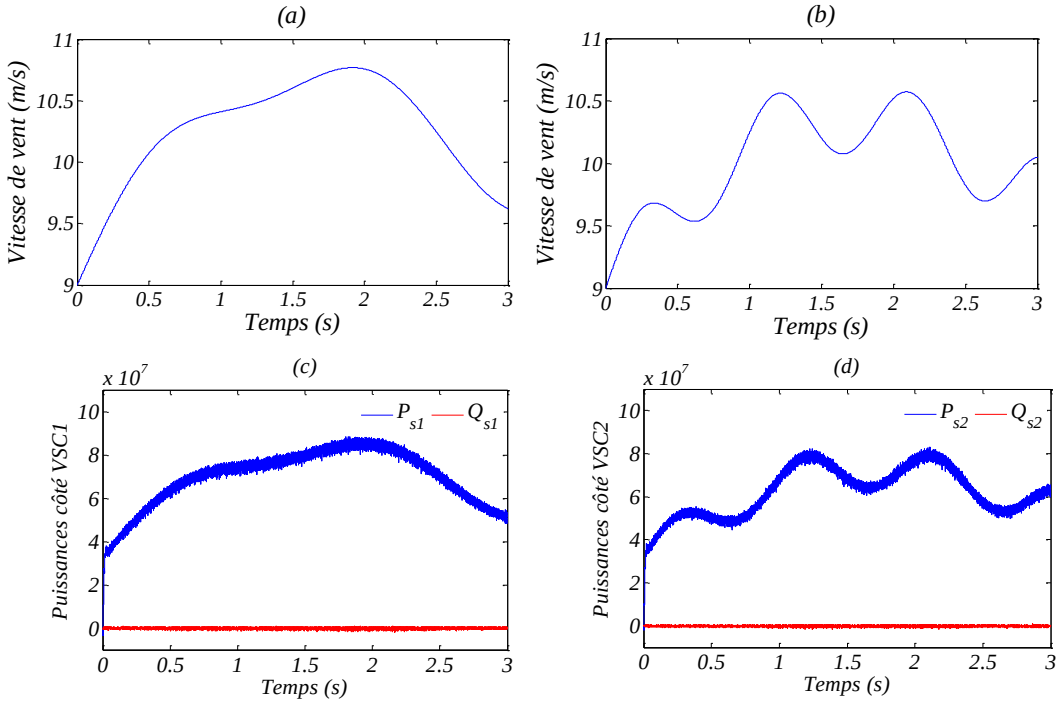

Figure (III.7) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par VOC : (a) vitesse équivalente du vent de la première ferme éolienne offshore, (b) vitesse équivalente du vent de la deuxième ferme éolienne offshore, (c) puissances du côté VSC1, (d) puissances du côté VSC2

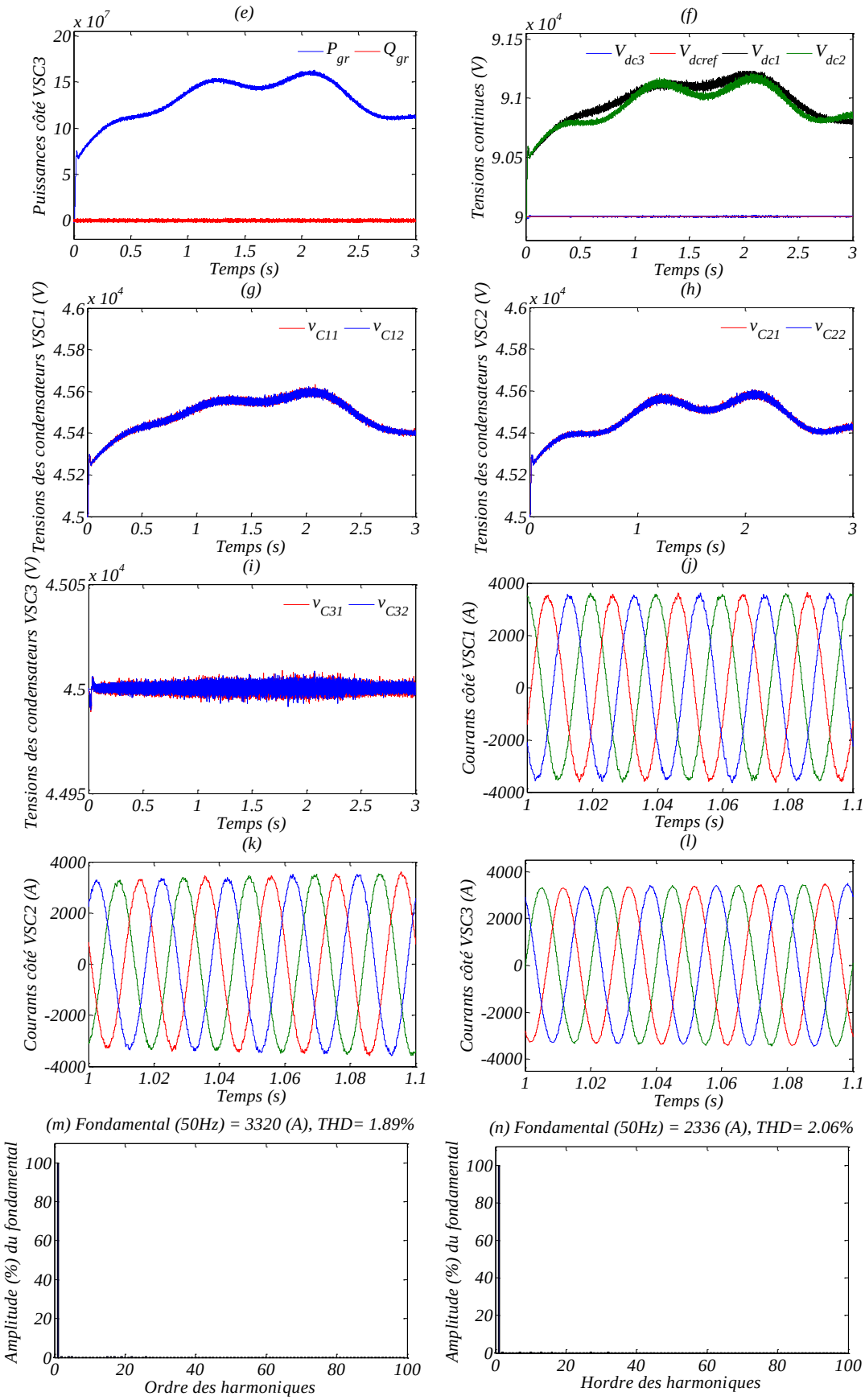

Figure (III.7) (suite) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par VOC : (e) puissances du côté VSC3, (f) tensions continues, (g) tensions des condensateurs du côté VSC1, (h) tensions des condensateurs du côté VSC2, (i) tensions des condensateurs du côté VSC3, (j) courants alternatifs du côté VSC1, (k) courants alternatifs du côté VSC2,(l) courants alternatifs du côté VSC3, (m) spectre harmonique des courants du côté VSC1, (n) spectre harmonique des courants du côté VSC2

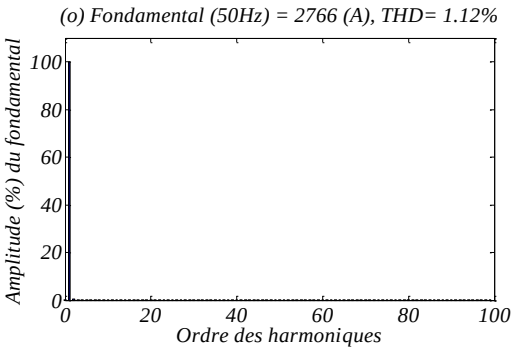

Figure (III.7) (suite) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par VOC : (o) spectre harmonique des courants du côté VSC3

Les figures (III.7.c, d et e) montrent que les puissances des VSCs offshores changent avec les variations des vents correspondants. Lorsque la vitesse du vent augmente, plus de puissance est injectée dans le réseau MTDC. En outre, la puissance active reçue par le terminal onshore est égal à la somme des puissances provenant des terminaux offshores, tandis que la puissance réactive reste nulle ce qui garantit un fonctionnement à facteur de puissance unitaire. Comme on peut l'observer, la tension continue du terminal onshore suit sa référence, le terminal maitre maintien la tension continue constante quels que soient les changements de la puissance active. Tandis que les tensions continues des autres terminaux changent selon les changements des puissances actives.

Figures (III.7.g, h et i) représentent les tensions des condensateurs du bus continu. Ces tensions conservent leurs équilibrages indépendamment des fluctuations des puissances.

Les courants triphasés mesurés respectivement à la sortie du VSC du côté offshore et à la sortie du VSC du côté onshore sont présentés sur les figures (III.7.j, k et l). Les résultats montrent un bon comportement du système de transmission VSC-MTDC. En outre, le spectre harmonique des courants à chaque extrémité montre que le système fourni des formes d'onde à faible valeur du THD.

III.4.4.2. Cas de déconnexion d'une ferme éolienne

Dans ce test, le deuxième parc éolien offshore est déconnecté à l'instant t=1s, alors que le premier parc éolien continue d'injecter le même niveau de puissance.

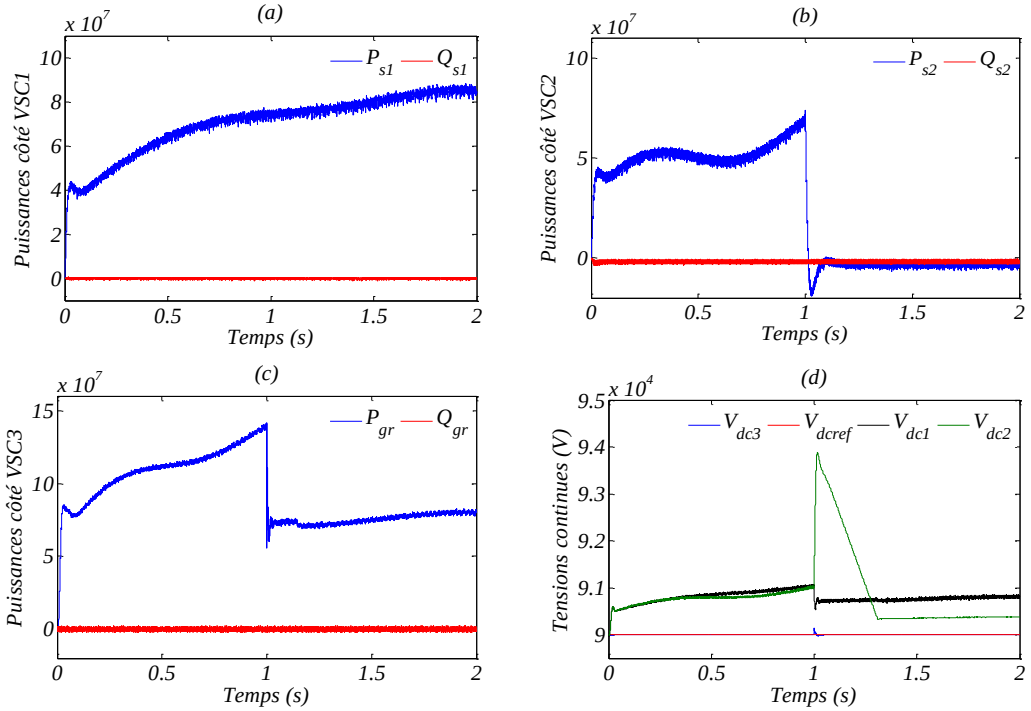

Figure (III.8) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par VOC lors de la déconnexion du VSC2 : (a) puissances du côté VSC1, (b) puissances du côté VSC2, (c) puissances du côté VSC3, (d) tensions continues

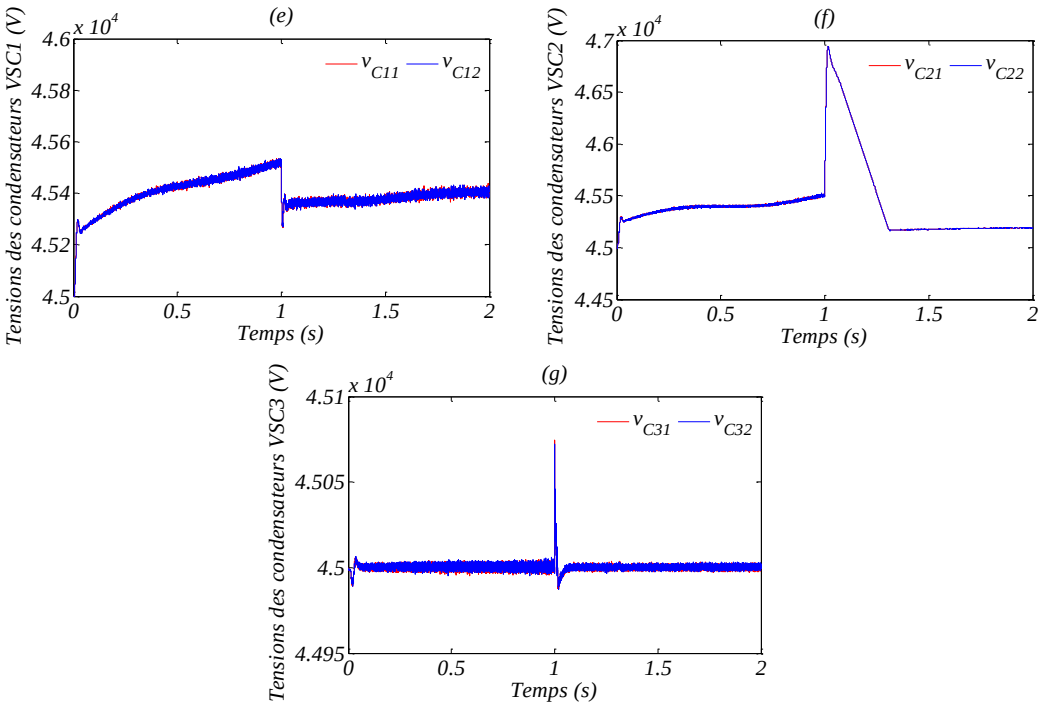

Figure (III.8) (suite) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par VOC lors de la déconnexion du VSC2 : (e) tensions des condensateurs du côté VSC1, (f) tensions des condensateurs du côté VSC2, (g) tensions des condensateurs du côté VSC3

Après la déconnexion du VSC2, la puissance active injectée par le deuxième terminal est nulle. En revanche, la première ferme continue à injecter de la puissance active dans le réseau MTDC. Du fait de la déconnexion, la puissance totale injectée dans le réseau onshore diminue à une valeur identique à celle fournie par la première ferme éolienne offshore.

La figure (III.8.d) présente les tensions continues des trois terminaux du réseau MTDC. Le contrôleur maitre continue à régulier la tension continue à sa référence. La tension continue du côté VSC2 subit une brusque variation au moment de la déconnexion du deuxième convertisseur VSC2 puis se stabilise à son point de fonctionnement.

III.5. Commande directe de puissance avec modulation vectorielle

La commande directe de puissance est une stratégie de contrôle de haute performance pour les convertisseurs VSCs basée sur la théorie de la puissance instantanée proposée initialement par *Ohnishi* (1991) et développée ensuite par *Noguchi* et *Takahachi* en 1998 [6] [31] [115]. En faite elle est similaire à la commande directe du couple pour les moteurs asynchrones, au lieu du couple et du flux statorique, les puissances active et réactive instantanées sont contrôlées, ce qui assure au convertisseur une absorption des courants sinusoïdaux avec un control découplé des puissances active et réactive [40] [31]. Dans cette technique, il n'y a ni boucle interne de contrôle du courant ni bloc de modulation. L'idée de base de cette commande est de choisir le meilleur état de commutation des interrupteurs de puissance à l'aide d'une table de commutation. Le vecteur de commande est fondée sur l'erreur numérisée des puissances active et réactive instantanées, fournie par des régulateurs à hystérésis à deux nivaux, aussi bien que sur la position angulaire de la tension estimée [29] [42]. Malgré les mérites d'une structure simple, d'une réponse rapide et d'une forte robustesse, les ondulations de puissance élevée et la fréquence de commutation variable sont les deux inconvénients les plus notables de la commande DPC conventionnelle [6]. Pour remédier à ces inconvénients, une autre stratégie de contrôle appelée commande directe de puissance avec modulation vectorielle proposée par *Malinowski* [43] est largement utilisée. Dans ce cas, au lieu de deux comparateurs à hystérésis, deux correcteurs PI dans le repère tournant sont ajoutés. Les sorties de ces régulateurs sont introduits, après une transformation de coordonnées, dans un bloc de modulation vectorielle [40]. Ces modifications permettent de travailler à une fréquence de commutation constante et avec une fréquence d'échantillonnage et une inductance plus réduites [29].

III.5.1. Calcul des puissances instantanées

Les puissances active et réactive sont données par :

$$\begin{aligned} P_x &= v_{xd} i_{xd} + v_{xq} i_{xq} \\ Q_x &= v_{xd} i_{xq} - v_{xq} i_{xd} \end{aligned} \tag{III.6}$$

Où *x=rk ou i.*

En outre, les puissances de références sont données par :

$$\begin{aligned} P_{xref} &= v_{xd} i_{xdref} \\ Q_{xref} &= v_{xd} i_{xqref} \end{aligned} \tag{III.7}$$

Où *x=rk ou i.*

III.5.2. Contrôle du côté offshore

La station de conversion offshore est responsable du contrôle de l'amplitude de la tension des réseaux AC du parc éolien et permet le transfert de toute l'énergie éolienne générée vers le réseau MTDC. La figure (III.9) montre la configuration globale de la commande directe de puissance avec modulation vectorielle pour un système de transmission VSC-MTDC (côté offshore). Cette technique de commande se compose d'un estimateur des puissances active et réactive instantanées, d'une boucle de commande externe de la tension alternative, déterminant les consignes des puissances active et réactive, via un régulateur PI, et de deux boucles internes des puissances active et réactive. Les sorties de ces régulateurs sont introduits, après une transformation de coordonnées, dans un bloc de modulation vectorielle, qui détermine à son tour les états des IGBTs du redresseur VSC à trois nivaux de type T.

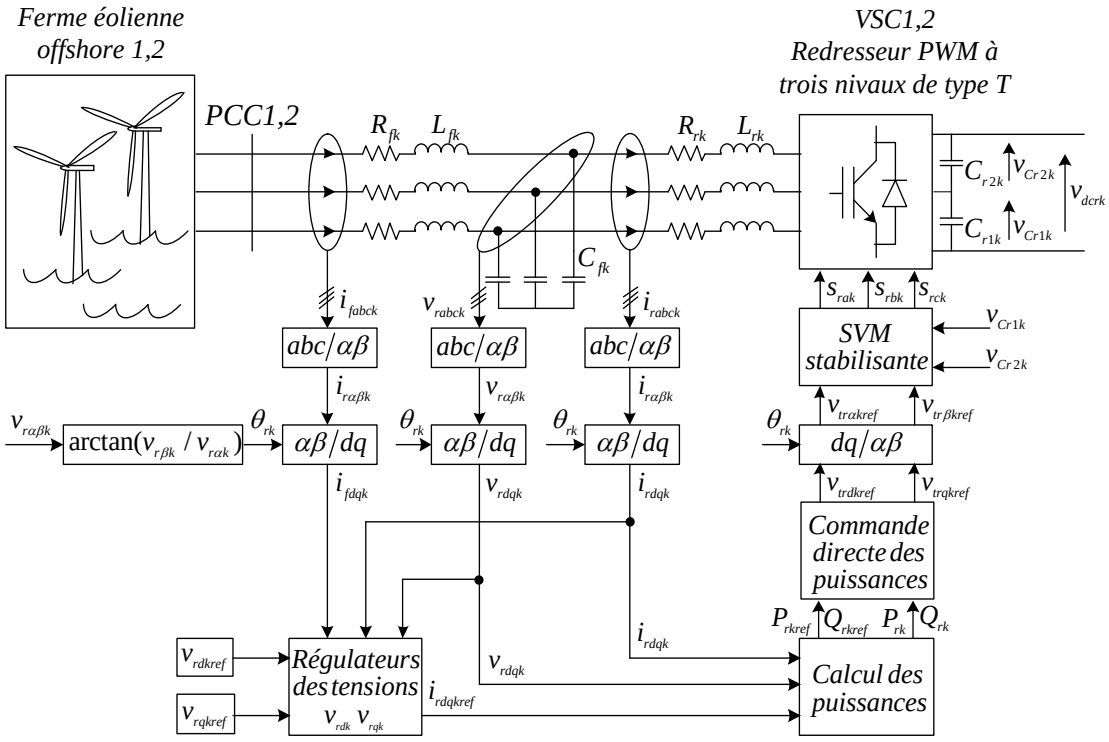

Figure (III.9) : Schéma de la commande DPC-SVM du côté offshore d'un système VSC-MTDC raccordé à une ferme éolienne offshore

III.5.2. Synthèse des régulateurs des puissances

La synthèse des régulateurs des puissances active et réactive peut être effectuée analytiquement en utilisant le model simplifié du redresseur dans le repère tournant *dq*.

En utilisant le modèle de l'équation (II.30), et on pose :

$$\begin{aligned} u_{rdkref} &= v_{rdk} - v_{trdkref} + \omega_{rk} L_{rk} i_{rqk} \\ u_{rqkref} &= v_{rqk} - v_{trqkref} - \omega_{rk} L_{rk} i_{rdk} \end{aligned} \tag{III.8}$$

Avec l'introduction de deux régulateurs PI pour le réglage des puissances, on obtient le diagramme de la figure (III.10).

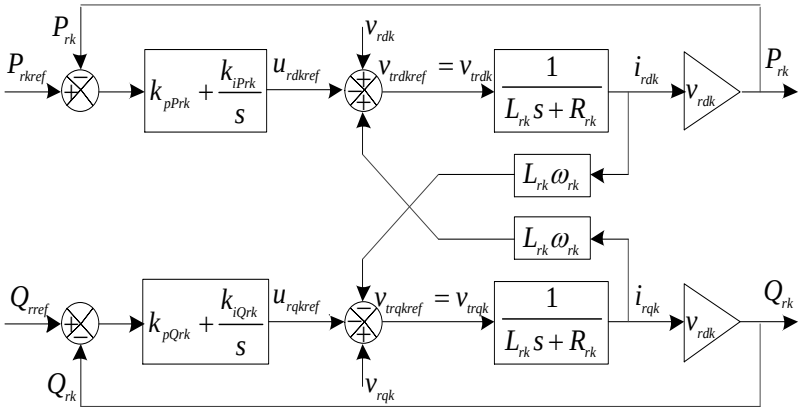

Figure (III.10) : Régulateurs des puissances active et réactive du côté offshore d'un système VSC-MTDC

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H_{PQrk}(s) = \frac{v_{rdk}\left(k_{pPQrk}s + k_{iPQrk}\right)/L_{rk}}{s^2 + \frac{\left(v_{rdk}k_{pPQrk} + R_{rk}\right)}{L_{rk}}s + \frac{v_{rdk}k_{iPQrk}}{L_{rk}}} \tag{III.9}$$

Par analogie avec la fonction de transfert d'un système désiré de deuxième ordre on trouve :

$$\begin{aligned} k_{pPQrk} &= \frac{2L_{rk}\xi_{PQrk}\omega_{nPQrk} - R_{rk}}{v_{rdk}} \\ k_{iPQrk} &= \frac{L_{rk}\omega_{nPQrk}^2}{v_{rdk}} \end{aligned} \tag{III.10}$$

Où

ξ_{PQrk} : Coefficient d'amortissement;

ω_{nPQrk} : Pulsation propre des oscillations non amorties du système.

Connaissant les deux composantes u_{rdkref} et u_{rqkref} issues des deux régulateurs PI, les tensions de références du redresseur $v_{trdkref}$, $v_{trqkref}$ sont déterminées comme suit :

$$\begin{aligned} v_{trdkref} &= v_{rdk} - u_{rdkref} + \omega_{rk} L_{rk} i_{rqk} \\ v_{trqkref} &= v_{rqk} - u_{rqkref} - \omega_{rk} L_{rk} i_{rdk} \end{aligned} \tag{III.11}$$

III.5.3. Contrôle du côté onshore

La configuration globale de la commande proposée est illustrée sur la figure (III.11). Contrairement au convertisseur offshore, le convertisseur onshore agit comme un terminal maître chargé d'assurer une régulation correcte de la tension continue. Le régulateur de la tension continue, dont la synthèse est identique à celui de la section (II.6.2.1), est responsable à déterminer la consigne de la puissance active de référence. On outre, la référence de la puissance réactive est maintenue égal à zéro, assurant ainsi un fonctionnement à facteur de puissance unitaire.

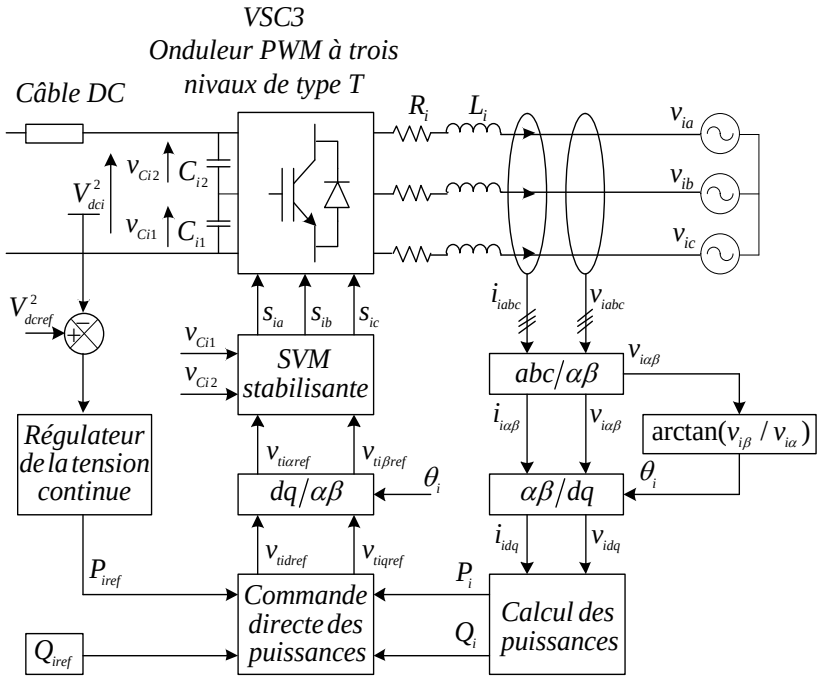

Figure (III.11) : Schéma de la commande DPC-SVM du côté onshore d'un système VSC-MTDC

III.5.4. Synthèse des régulateurs des puissances

Pour les régulateurs des puissances, on utilise l'équation (II.33) tout en imposant :

$$\begin{aligned} u_{idref} &= v_{tid} - v_{id} - \omega_i L_i i_{iq} = (L_i s + R_i) i_{id} \\ u_{iqref} &= v_{tiq} - v_{iq} + \omega_i L_i i_{id} = (L_i s + R_i) i_{iq} \end{aligned} \tag{III.12}$$

Le diagramme de réglage des puissances dans ce cas de figure est représenté par le schéma de la figure (III.12).

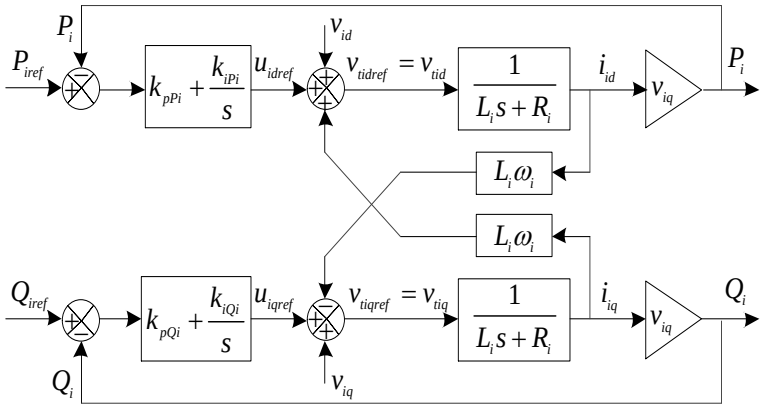

Figure (III.12) : Régulateurs des puissances du côté onshore d'un système VSC-MTDC

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$H_{PQi}(s) = \frac{v_{id}\left(k_{pPQi} s + k_{iPQi}\right) / L_i}{s^2 + \dfrac{\left(v_{id} k_{pPQi} + R_i\right)}{L_i} s + \dfrac{v_{id} k_{iPQi}}{L_i}} \tag{III.13}$$

Par analogie entre l'expression (III.13) et la fonction de transfert d'un système du deuxième ordre en boucle fermée, on obtient :

$$k_{pPQi} = \frac{2L_i\xi_{PQi}\omega_{nPQi} - R_i}{v_{id}}$$
$$k_{iPQi} = \frac{L_i\omega_{nPQi}^2}{v_{id}} \quad \text{(III.14)}$$

Où

ξ_{PQi} : Coefficient d'amortissement;

ω_{nPQi} : Pulsation propre des oscillations non amorties du système.

Les tensions de référence de l'onduleur v_{tidref} et v_{tiqref} sont déterminées comme suit :

$$v_{tidref} = v_{id} + u_{idref} + \omega_i L_i i_{iq}$$
$$v_{tiqref} = v_{iq} + u_{iqref} - \omega_i L_i i_{id} \quad \text{(III.15)}$$

III.5.5. Résultats de simulation

Pour vérifier la validité de la stratégie de contrôle DPC-SVM proposée, les deux tests adoptés dans le cas de la commande VOC sont effectués avec les mêmes paramètres de l'annexe A. Les paramètres des régulateurs retenus sont présentés dans le tableau (III.2).

Tableau (III.2) : Paramètres des régulateurs.

Gains des régulateurs		Valeurs
Gains des régulateurs de vitesse des fermes éoliennes	$k_{i\Omega}$, $k_{p\Omega}$	17.28e9, 43.2e7
Gains des régulateurs des courants du côté redresseur de la ferme éolienne	k_i, k_p	1274.21, 2.83
Gains des régulateurs de la tension continue de la ferme éolienne	k_{iDC}, k_{pDC}	25, 1
Gains des régulateurs des puissances du côté onduleur de la ferme éolienne	k_{iPQ}, k_{pPQ}	22.63, 0.0056
Gains des régulateurs des tensions alternatives du VSC-MTDC	k_{iAC}, k_{pAC}	0.15, 0.003
Gains des régulateurs des courants du côté redresseur du VSC-MTDC	k_{ir}, k_{pr}	1244.95, 0.0414
Gains des régulateurs de la tension continue du VSC-MTDC	k_{idc}, k_{pdc}	15, 0.3
Gains des régulateurs des courants du côté onduleur du VSC-MTDC	k_{ii}, k_{pi}	0.3897, 0.00059

III.5.5.1. Cas d'un profil de vent variable

Pour valider la technique de commande proposée, nous allons appliquer la DPC-SVM sur un système de transmission VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores; chaque ferme éolienne est soumise à un profil équivalant de vent différent à l'autre. La figure (III.13) présente le comportement dynamique du système étudie.

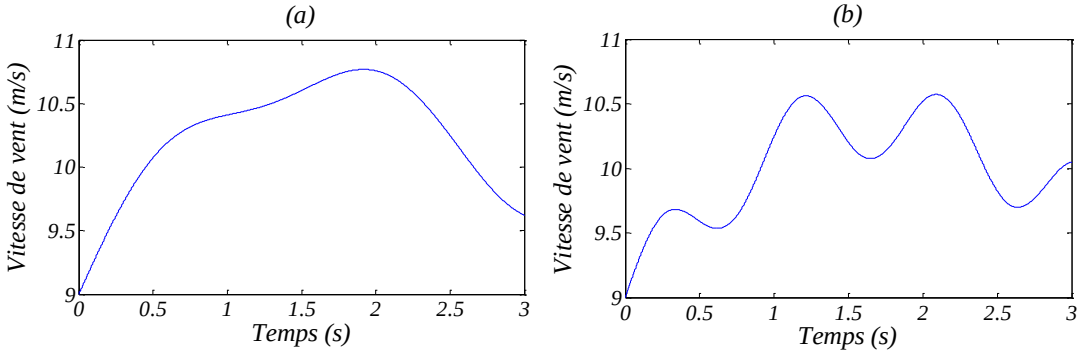

Figure (III.13) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par DPC-SVM : (a) vitesse équivalente du vent de la première ferme éolienne offshore, (b) vitesse équivalente du vent de la deuxième ferme éolienne offshore

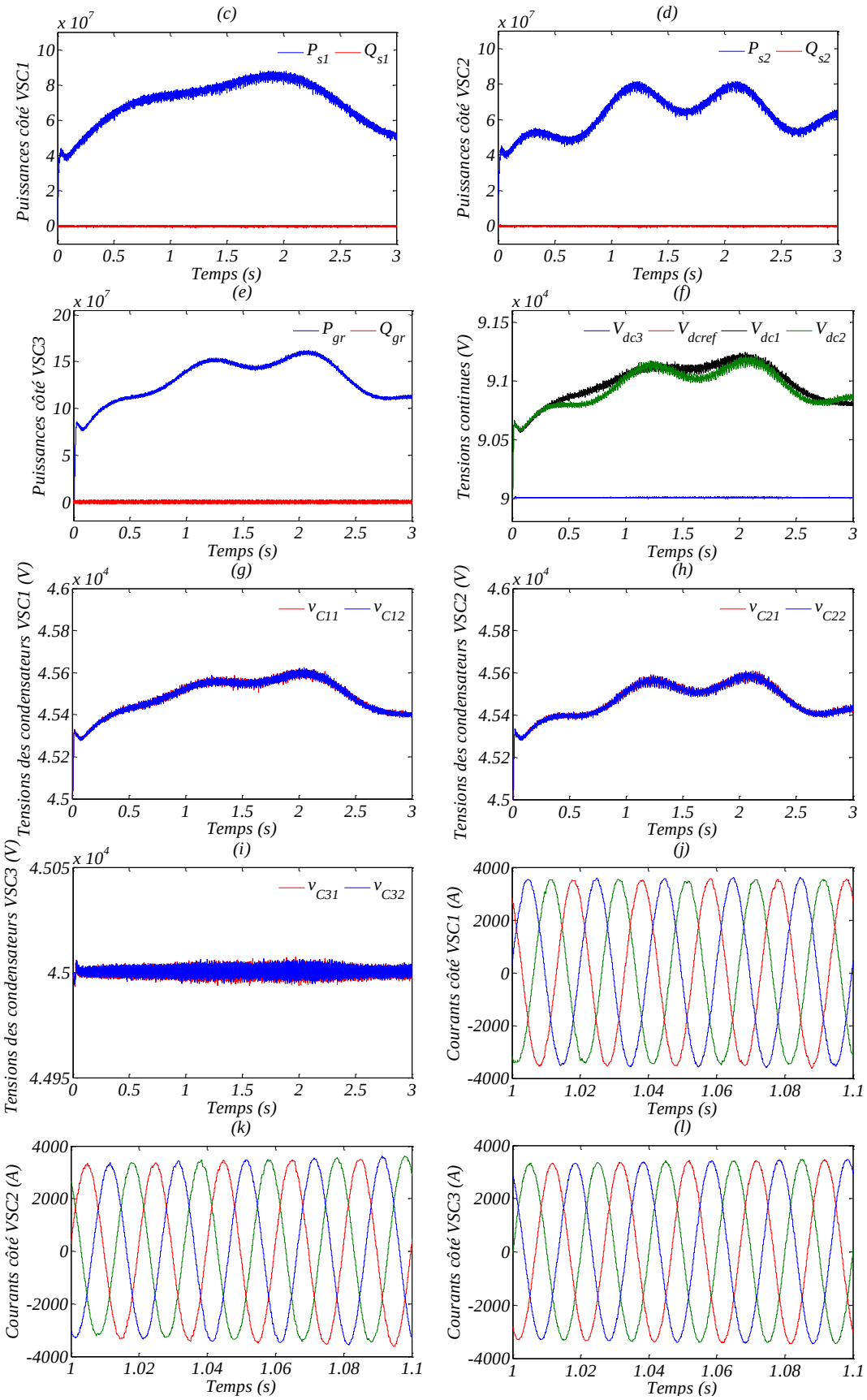

Figure (III.13) (suite) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par DPC-SVM: (c) puissances du côté VSC1, (d) puissances du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC3, (f) tensions continues, (g) tensions des condensateurs du côté VSC1, (h) tensions des condensateurs du côté VSC2, (i) tensions des condensateurs du côté VSC3, (j) courants alternatifs du côté VSC1, (k) courants alternatifs du côté VSC2,(l) courants alternatifs du côté VSC3

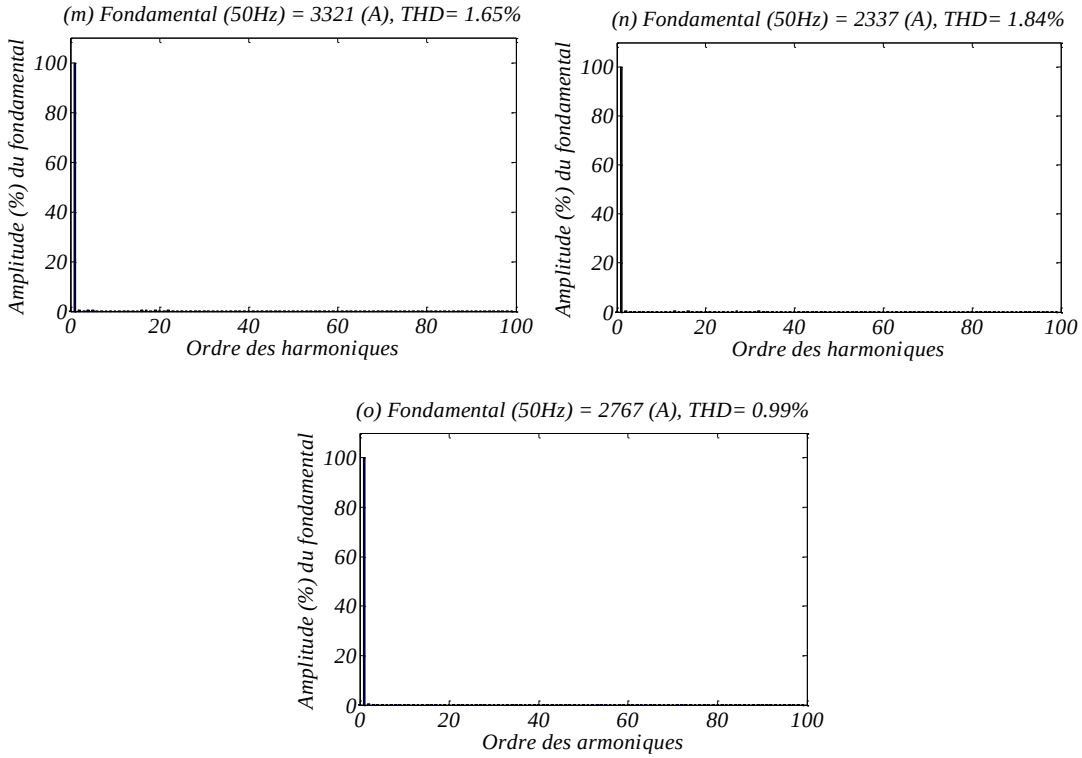

Figure (III.13) (suite) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par DPC-SVM : (m) spectre harmonique des courants du côté VSC1, (n) spectre harmonique des courants du côté VSC2, (o) spectre harmonique des courants du côté VSC3

La figure (III.13) montre la réponse dynamique du système soumis à des profiles de vent variables; ces profiles sont présentés sur les figures (III.13.a et b). Au cours de ce test, les changements des puissances actives des deux VSCs offshores suivent les variations des profils du vent. Comme on peut l'observer à partir des figures (III.13. c, d et e), la puissance active du côté réseau est bien régulée à la somme des deux puissances délivrées par les terminaux offshores. A noter aussi que les puissances actives et réactives sont bien découplées les unes des autres. En outre, selon ces résultats, il convient de souligner que le fonctionnement à facteur de puissance unitaire est réalisé avec succès dans les différentes stations.

La figure (III.13.f) illustre les tensions continues des convertisseurs où on peut observer que le convertisseur onshore contrôle d'une manière efficace la tension continue à sa valeur de référence. De plus, il est également important de noter que l'application de la commande SVM à trois niveaux stabilisante proposée maintient les tensions des condensateurs équilibrées à leurs références.

Finalement, on peut constater que les courants alternatifs de chaque terminal sont lisses et pratiquement sinusoïdaux comme le témoigne les figures (III.13. j, k et l). A noter que leurs THD sont inférieurs à ceux obtenus par la stratégie de commande VOC.

III.5.5.2. Cas de déconnexion d'une ferme éolienne

Initialement, le système est dans le mode de fonctionnement normal, les deux parcs éoliens injectent les puissances dans le réseau AC. A l'instant t = 1s, le système VSC-MTDC subit une déconnexion de la deuxième ferme éolienne offshore, alors que la première ferme offshore continue à injecter le même niveau de puissance. A noter que les profils des vents sont similaires à ceux du teste précédant.

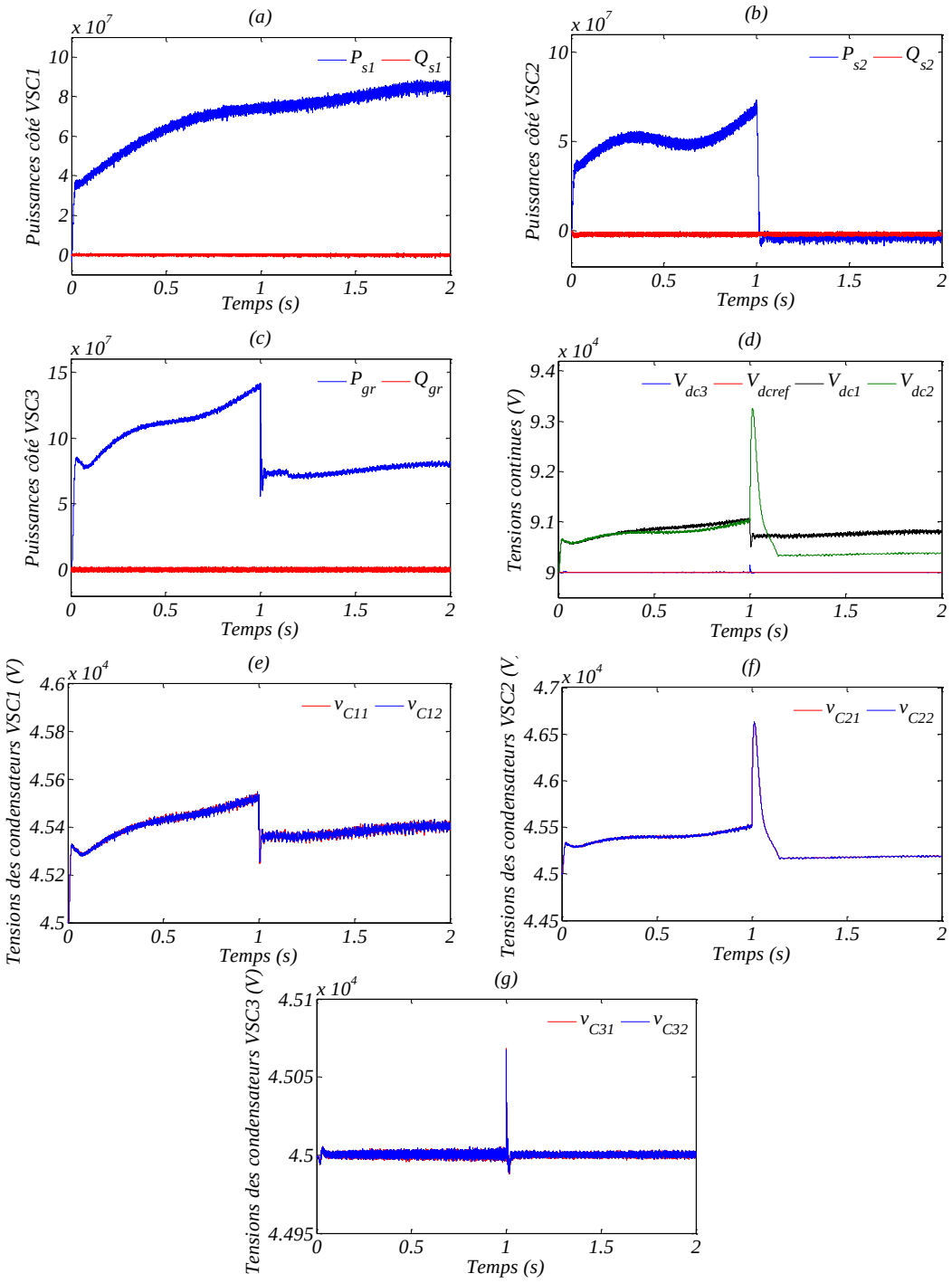

Figure (III.14) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par DPC-SVM lors de la déconnexion du VSC2 : (a) puissances du côté VSC1, (b) puissances du côté VSC2, (c) puissances du côté VSC3, (d) tensions continues,(e) tensions des condensateurs du côté VSC1, (f) tensions des condensateurs du côté VSC2, (g) tensions des condensateurs du côté VSC3

Comme le montre la figure (III.14), le système maintient sa stabilité pendant la déconnexion de la deuxième ferme éolienne offshore où la puissance active transite de la première ferme vers le réseau via le système HVDC.

A noter aussi que la tension V_{dci} du bus continu, illustrée par la figure (III.13. d), atteint rapidement sa référence après un petit transitoire due à la déconnexion de l'une des deux fermes offshores. Avec ce réglage, les transitoires de la tension continue provoqués lors de la déconnexion du deuxième parc éolien n'influent pas sur le réseau AC.

Selon les figures (III.14. e, f et g), les tensions des condensateurs gardent leurs équilibrages pendant et après la déconnexion. Ce qui prouve encore l'efficacité de l'algorithme d'équilibrage du modulateur SVM même dans ce genre de perturbations.

III.6. Commande prédictive directe de puissance avec modulation vectorielle

La commande prédictive définit à chaque instant la meilleure commande à appliquer au processus, tout en considérant la référence souhaitée, l'état actuel du système et une prédiction du futur proche obtenue à l'aide d'un modèle comportemental. Cette caractéristique de prédiction que l'on peut étendre d'ailleurs aux perturbations connues confère au système commandé un fort potentiel dynamique [131].

La commande directe de puissance prédictive PDPC est proposée afin d'amélioré la commande directe de puissance. Cette commande est devenue un outil très attractif dans la recherche de meilleures performances dans le domaine des entrainements électriques et des convertisseurs statiques [40] [115]. Une classification des différentes stratégies de commande prédictives a été proposée par [132].

- ***Commande prédictive basée sur des comparateurs à hystérésis :*** le critère d'optimisation consiste à maintenir la grandeur à contrôler dans les limites de la bande d'hystérésis [133].
- ***Commande prédictive basée sur la poursuite d'une trajectoire :*** on astreint les grandeurs commandées à suivre une trajectoire de référence prédéfini [115].
- ***Commande prédictive à modèle de référence (model predictive control) :*** le critère d'optimisation est une fonction de coût à minimiser. Ce qui donne une grande liberté dans l'élaboration de la commande [134].
- ***Commande prédictive à réponse pile (Deadbeat control) :*** cette stratégie est caractérisée par sa rapidité, car le signal de commande optimal est choisi de sort que la grandeur commandée atteigne la valeur de sa référence à la fin de chaque période d'échantillonnage [135].

On peut aussi classifier ces techniques en deux groupes : les commandes à fréquence de commutation fixe utilisant un bloc de modulation pour générer les signaux de commande, telle que la commande *Deadbeat*. Les autres commandes génèrent directement les signaux de commande sans avoir besoin d'un bloc de modulation, elles sont à fréquence de commutation variable [115].

Pour la technique *Deadbeat*, son principe consiste à contrôler à chaque instant d'échantillonnage les interrupteurs du convertisseur afin d'annuler les erreurs de suivi de référence des puissances active et réactive. Les interrupteurs du convertisseur sont commandés via l'application d'un vecteur de commande moyen durant la période de commutation [135]. En effet, au début de chaque période de commutation, le vecteur de commande moyen calculé, est converti en une séquence de vecteurs de commande adjacents à l'aide de la modulation vectorielle, en calculant les temps d'application correspondants. Ce qui fait que dans ce cas, les interrupteurs du convertisseur sont commandés avec une fréquence de commutation constante. L'application du vecteur de commande moyen permet d'annuler les erreurs de suivi de référence des puissances contrôlées à la fin de la période de commutation [40] [115].

III.6.1. Structure de contrôle prédictive du côté offshore

La figure (III.15) représente la configuration de la stratégie de commande prédictive proposée. Elle consiste à commander directement les puissances active et réactive par action sur les tensions du convertisseur. Le vecteur de commande moyen ($v_{tr\alpha kref}$ et $v_{tr\beta kref}$), calculé au début de chaque période de commutation, permet de générer les impulsions d'amorçage centrées sur cette période par le biais du module SVM. Ce principe assure un fonctionnement à fréquence de commutation constante des interrupteurs du redresseur à trois nivaux de type T.

III.6.2. Commande prédictive des références des puissances instantanées du côté offshore

A partir de (III.6), les dérivés des puissances active et réactive sont données par :

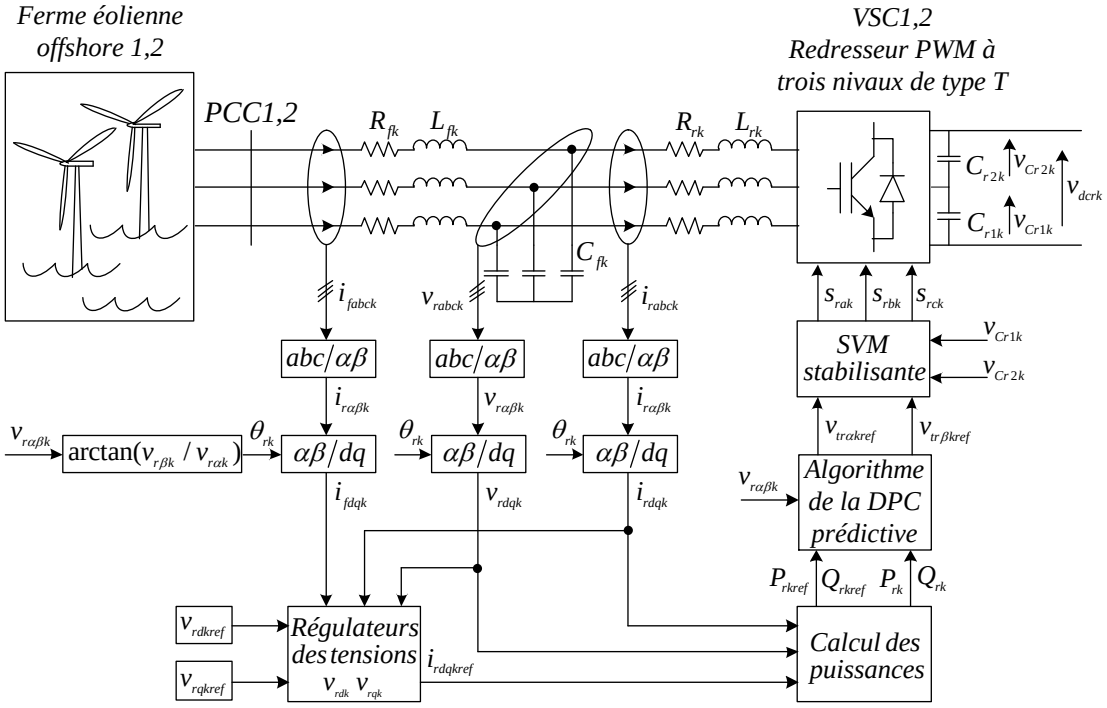

Figure (III.15) : Schéma de la commande PDPC-SVM du côté offshore d'un système VSC-MTDC raccordé à une ferme éolienne offshore

$$\begin{aligned}\frac{dP_{rk}}{dt} &= \frac{dv_{r\alpha k}}{dt} i_{r\alpha k} + v_{r\alpha k}\frac{di_{r\alpha k}}{dt} + \frac{dv_{r\beta k}}{dt} i_{r\beta k} + v_{r\beta k}\frac{di_{r\beta k}}{dt} \\ \frac{dQ_{rk}}{dt} &= \frac{dv_{r\alpha k}}{dt} i_{r\beta k} + v_{r\alpha k}\frac{di_{r\beta k}}{dt} - \frac{dv_{r\alpha k}}{dt} i_{r\beta k} + v_{r\alpha k}\frac{di_{r\beta k}}{dt}\end{aligned} \tag{III.16}$$

Les équations des courants $i_{r\alpha k}$ et $i_{r\beta k}$ extraient du système (II.29) peuvent être mises sous la forme suivante :

$$\begin{aligned}\frac{di_{r\alpha k}}{dt} &= \frac{1}{L_{rk}}(v_{r\alpha k} - v_{tr\alpha k} - R_{rk} i_{r\alpha k}) \\ \frac{di_{r\beta k}}{dt} &= \frac{1}{L_{rk}}(v_{r\beta k} - v_{tr\beta k} - R_{rk} i_{r\beta k})\end{aligned} \tag{III.17}$$

Si nous considérons que les tensions sont sinusoïdales et équilibrées, les expressions suivantes peuvent être prises en considération :

$$\begin{aligned}\frac{dv_{r\alpha k}}{dt} &= -\omega_{rk} v_{r\beta k} \\ \frac{dv_{r\beta k}}{dt} &= \omega_{rk} v_{r\alpha k}\end{aligned} \tag{III.18}$$

En remplaçant (III.17) et (III.18) dans (III.16), les expressions des dérivées des puissances active et réactive deviennent :

$$\begin{aligned}\frac{dP_{rk}}{dt} &= \omega_{rk} Q_{rk} + \frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}}(v_{r\alpha k} - v_{tr\alpha k} - R_{rk} i_{r\alpha k}) + \frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}}(v_{r\beta k} - v_{tr\beta k} - R_{rk} i_{r\beta k}) \\ \frac{dQ_{rk}}{dt} &= -\omega_{rk} P_{rk} + \frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}}(v_{r\beta k} - v_{tr\beta k} - R_{rk} i_{r\beta k}) + \frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}}(v_{r\alpha k} - v_{tr\alpha k} - R_{rk} i_{r\alpha k})\end{aligned} \tag{III.19}$$

Si la période d'échantillonnage T_e, est supposée infiniment faible devant la période du fondamental, la discrétisation de l'équation (III.19) donne :

$$\begin{aligned}\frac{\left(P_{rk}(k)+\Delta P_{rk}(k)\right)-P_{rk}(k)}{T_e}&=\omega_{rk}Q_{rk}+\frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}}(v_{r\alpha k}-v_{tr\alpha k}-R_{rk}i_{r\alpha k})+\frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}}(v_{r\beta k}-v_{tr\beta k}-R_{rk}i_{r\beta k})\\ \frac{\left(Q_{rk}(k)+\Delta Q_{rk}(k)\right)-Q_{rk}(k)}{T_e}&=-\omega_{rk}P_{rk}+\frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}}(v_{r\beta k}-v_{tr\beta k}-R_{rk}i_{r\beta k})+\frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}}(v_{r\alpha k}-v_{tr\alpha k}-R_{rk}i_{r\alpha k})\end{aligned} \quad \text{(III.20)}$$

Où, $\Delta P_{rk}(k)=P_{rk}(k+1)-P_{rk}(k)$, $\Delta Q_{rk}(k)=Q_{rk}(k+1)-Q_{rk}(k)$: sont les différences des puissances active et réactive.

On définit les valeurs prédictives des puissances P_{prk} et Q_{prk} comme suit :

$$\begin{aligned}P_{prk}&=P_{rk}+\Delta P_{rk}\\ Q_{prk}&=Q_{rk}+\Delta Q_{rk}\end{aligned} \quad \text{(III.21)}$$

Les valeurs prédictives des puissances peuvent être exprimées comme suit :

$$\begin{aligned}P_{prk}(k)&=T_e\left[\omega_{rk}Q_{rk}+\frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}}(v_{r\alpha k}-v_{tr\alpha k}-R_{rk}i_{r\alpha k})+\frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}}(v_{r\beta k}-v_{tr\beta k}-R_{rk}i_{r\beta k})\right]+P_{rk}(k)\\ Q_{prk}(k)&=T_e\left[-\omega_{rk}P_{rk}+\frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}}(v_{r\beta k}-v_{tr\beta k}-R_{rk}i_{r\beta k})+\frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}}(v_{r\alpha k}-v_{tr\alpha k}-R_{rk}i_{r\alpha k})\right]+Q_{rk}(k)\end{aligned} \quad \text{(III.22)}$$

Les références des puissances active et réactive au prochain instant d'échantillonnage peuvent être estimées à l'aide de l'expression ci-dessous :

$$\begin{aligned}P_{rkref}(k+1)&=2P_{rkref}(k)-P_{rkref}(k-1)\\ Q_{rkref}(k+1)&=2Q_{rkref}(k)-Q_{rkref}(k-1)\end{aligned} \quad \text{(III.23)}$$

Les deux tensions $v_{r\alpha k}$ et $v_{r\beta k}$, peuvent être considérées comme des constantes durant la période d'échantillonnage. Cette supposition permet d'écrire :

$$\begin{aligned}v_{r\alpha k}(k+1)&=v_{r\alpha k}(k)\\ v_{r\beta k}(k+1)&=v_{r\beta k}(k)\end{aligned} \quad \text{(III.24)}$$

A l'aide de l'équation (III.20), en négligeant l'effet de la résistance série de la bobine de couplage R_{rk}, nous obtenons alors :

$$\begin{bmatrix}P_{rk}(k+1)\\ Q_{rk}(k+1)\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}P_{prk}\\ Q_{prk}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}P_{rk}(k)\\ Q_{rk}(k)\end{bmatrix}+\omega_{rk}T_e\begin{bmatrix}Q_{rk}(k)\\ -P_{rk}(k)\end{bmatrix}+\frac{T_e}{L_{rk}}\left(\begin{bmatrix}v_{r\alpha k} & v_{r\beta k}\\ -v_{r\beta k} & v_{r\alpha k}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}v_{r\alpha k}-v_{tr\alpha k}\\ v_{r\beta k}-v_{tr\beta k}\end{bmatrix}\right) \quad \text{(III.25)}$$

L'élaboration de l'algorithme de la commande prédictive s'appuie sur le modèle prédictif représenté par l'équation (III.25). Tenant compte de l'objectif de la commande qui consiste de forcer chacun des puissances active et réactive à égaler sa référence à l'instant prochain d'échantillonnage. Ceci se traduit analytiquement par :

$$\begin{aligned}P_{rk}(k+1)&=P_{rkref}(k+1)\\ Q_{rk}(k+1)&=Q_{rkref}(k+1)\end{aligned} \quad \text{(III.26)}$$

Par inclusion de l'équation (III.26) dans (III.25), l'équation résultante est donnée par l'expression suivante :

$$\begin{bmatrix}P_{rkref}(k+1)-P_{rk}(k)\\ Q_{rkref}(k+1)-Q_{rk}(k)\end{bmatrix}=\omega_{rk}T_e\begin{bmatrix}Q_{rk}(k)\\ -P_{rk}(k)\end{bmatrix}+\frac{T_e}{L_{rk}}\left(\begin{bmatrix}v_{r\alpha k} & v_{r\beta k}\\ -v_{r\beta k} & v_{r\alpha k}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}v_{r\alpha k}-v_{tr\alpha k}\\ v_{r\beta k}-v_{tr\beta k}\end{bmatrix}\right) \quad \text{(III.27)}$$

D'autre part, la prédiction des références des puissances active et réactive donnée par l'équation (III.23), permet de substituer l'équation (III.27) par l'équation (III.28) :

$$\begin{bmatrix} e_{Prk}(k)+\Delta P_{rkref}(k) \\ e_{Qrk}(k)+\Delta Q_{rkref}(k) \end{bmatrix} = \omega_{rk} T_e \begin{bmatrix} Q_{rk}(k) \\ -P_{rk}(k) \end{bmatrix} + \frac{T_e}{L_{rk}} \left(\begin{bmatrix} v_{r\alpha k} & v_{r\beta k} \\ -v_{r\beta k} & v_{r\alpha k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{r\alpha k}-v_{tr\alpha k} \\ v_{r\beta k}-v_{tr\beta k} \end{bmatrix} \right) \quad \text{(III.28)}$$

Où $e_{Prk}(k)$ et $e_{Qrk}(k)$ sont les erreurs actuelles des puissances active et réactive respectivement, définies par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} e_{Prk}(k) &= P_{rkref}(k) - P_{rk}(k) \\ e_{Qrk}(k) &= Q_{rkref}(k) - Q_{rk}(k) \end{aligned} \quad \text{(III.29)}$$

Avec $\Delta P_{rkref}(k)$, $\Delta Q_{rkref}(k)$ sont les variations actuelles des références des puissances active et réactive, définies par l'expression ci-dessous :

$$\begin{aligned} \Delta P_{rkref}(k) &= P_{rkref}(k) - P_{rkref}(k-1) \\ \Delta Q_{rkref}(k) &= Q_{rkref}(k) - Q_{rkref}(k-1) \end{aligned} \quad \text{(III.30)}$$

Le vecteur de commande moyen à appliquer dans l'intervalle $[kT_e(k+1)T_e]$ est obtenu par la résolution de l'équation (III.28). Ses composantes dans le repère stationnaire $\alpha\beta$ sont données par l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{tr\alpha kref}(k) \\ v_{tr\beta kref}(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{r\alpha k} \\ v_{r\beta k} \end{bmatrix} + \frac{L_{rk}}{T_e(v_{r\alpha k}^2 + v_{r\beta k}^2)} \begin{bmatrix} -v_{r\alpha k} & -v_{r\beta k} \\ v_{r\beta k} & -v_{r\alpha k} \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} e_{Prk}(k)+\Delta P_{rkref}(k) \\ e_{Qrk}(k)+\Delta Q_{rkref}(k) \end{bmatrix} - \omega_{rk} T_e \begin{bmatrix} Q_{rk}(k) \\ -P_{rk}(k) \end{bmatrix} \right) \quad \text{(III.31)}$$

III.6.3. Structure de contrôle prédictive du côté onshore

La méthode de contrôle proposée est représentée sur la figure (III.16) où le contrôle des puissances active et réactive est effectué par un contrôleur direct de puissance prédictif. Le régulateur PI est utilisé pour réguler la tension continue du réseau MTDC par la génération de la valeur de référence adéquate de la puissance active. A noter que la méthode de calcul des gains du régulateur PI est identique à celle présentée dans la section (II.6.2.1). Pour obtenir un fonctionnement à de facteur de puissance unitaire, la valeur de référence de la puissance réactive est imposée égale à zéro.

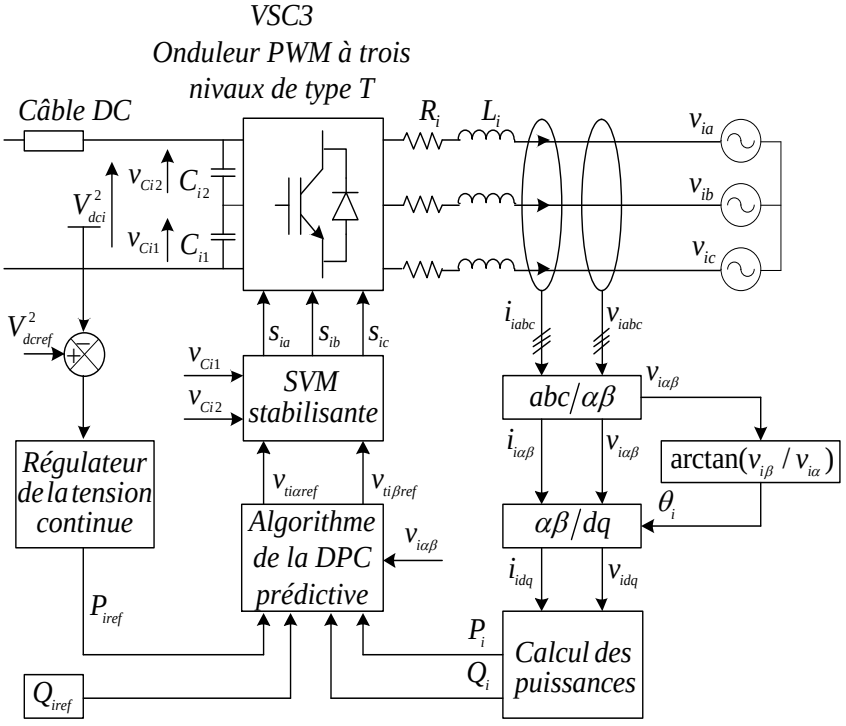

Figure (III.16) : Schéma de la commande PDPC-SVM du côté onshore d'un système VSC-MTDC

III.6.4. Commande prédictive des puissances instantanées du côté onshore

Pour la synthèse de la commande prédictive, on adopte la même procédure de calcul précédant, avec l'utilisation des équations des courants de l'onduleur $i_{i\alpha}$ et $i_{i\beta}$ données par (II.32). Le vecteur de la commande prédictive DPC du côté onshore sera donc :

$$\begin{bmatrix} v_{ti\alpha ref}(k) \\ v_{ti\beta ref}(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{i\alpha} \\ v_{i\beta} \end{bmatrix} + \frac{L_i}{T_e(v_{i\alpha}^2 + v_{i\beta}^2)} \begin{bmatrix} v_{i\alpha} & v_{i\beta} \\ -v_{i\beta} & v_{i\alpha} \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} e_{Pi}(k) + \Delta P_{iref}(k) \\ e_{Qi}(k) + \Delta Q_{iref}(k) \end{bmatrix} - \omega_i T_e \begin{bmatrix} Q_i(k) \\ -P_i(k) \end{bmatrix} \right) \quad \text{(III.32)}$$

III.6.5. Résultats de simulation

Dans cette section, on s'intéresse aux résultats de simulation du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores obtenus avec la commande directe de puissances prédictive avec modulation vectorielle PDPC-SVM. Les paramètres de l'ensemble du VSC-MTDC et la ferme éolienne sont donnés dans l'Annexe A. En outre, les paramètres des régulateurs de la ferme éolienne et des tensions continue et alternative sont les mêmes que ceux utilisés pour la commande directe de puissance.

III.6.5.1. Cas d'un profil de vent variable

La figure (III.17) illustre les résultats de simulation de la commande PDPC-SVM d'un système VSC-MTDC, d'une structure radiale, raccordé à deux parcs éoliens offshores soumis à deux profils de vent différents.

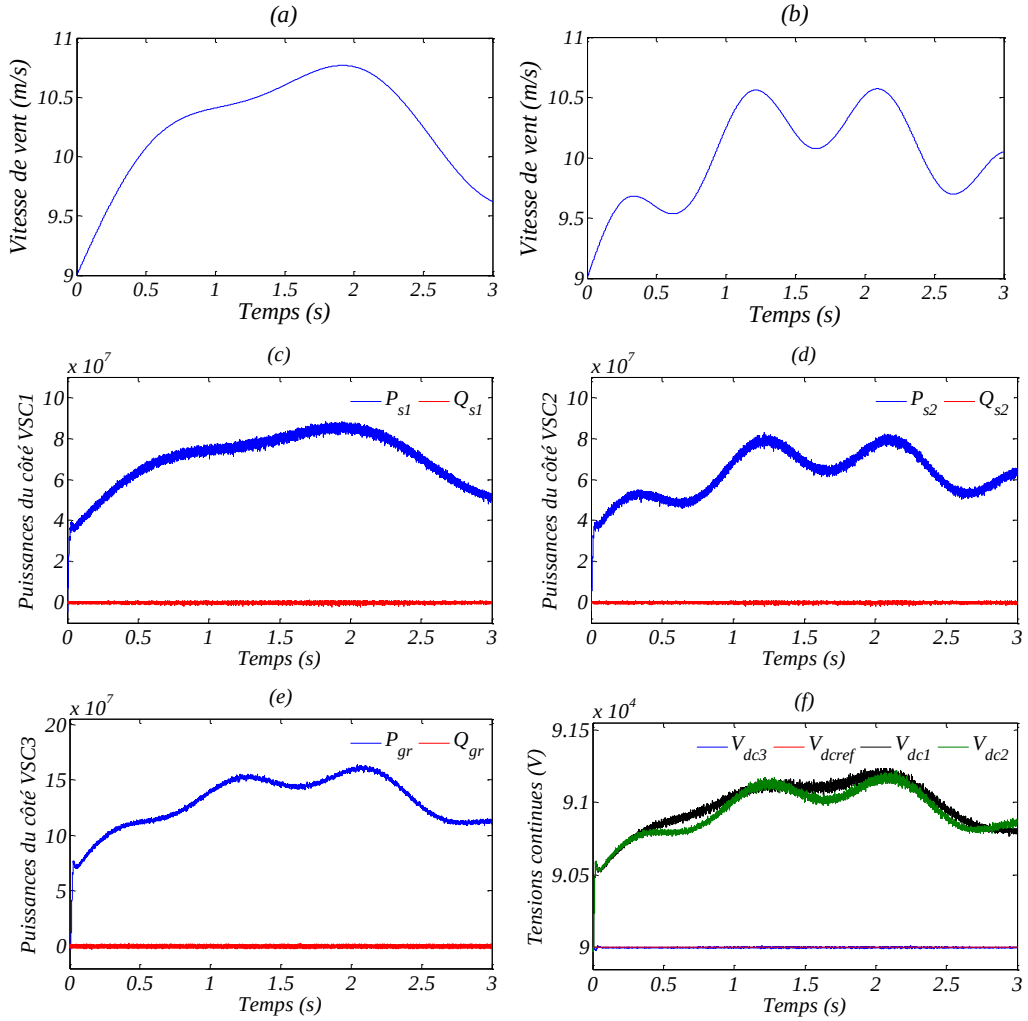

Figure (III.17) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par PDPC-SVM : (a) vitesse équivalente du vent de la première ferme éolienne offshore, (b) vitesse équivalente du vent de la deuxième ferme éolienne offshore, (c) puissances du côté VSC1, (d) puissances du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC3, (f) tensions continues

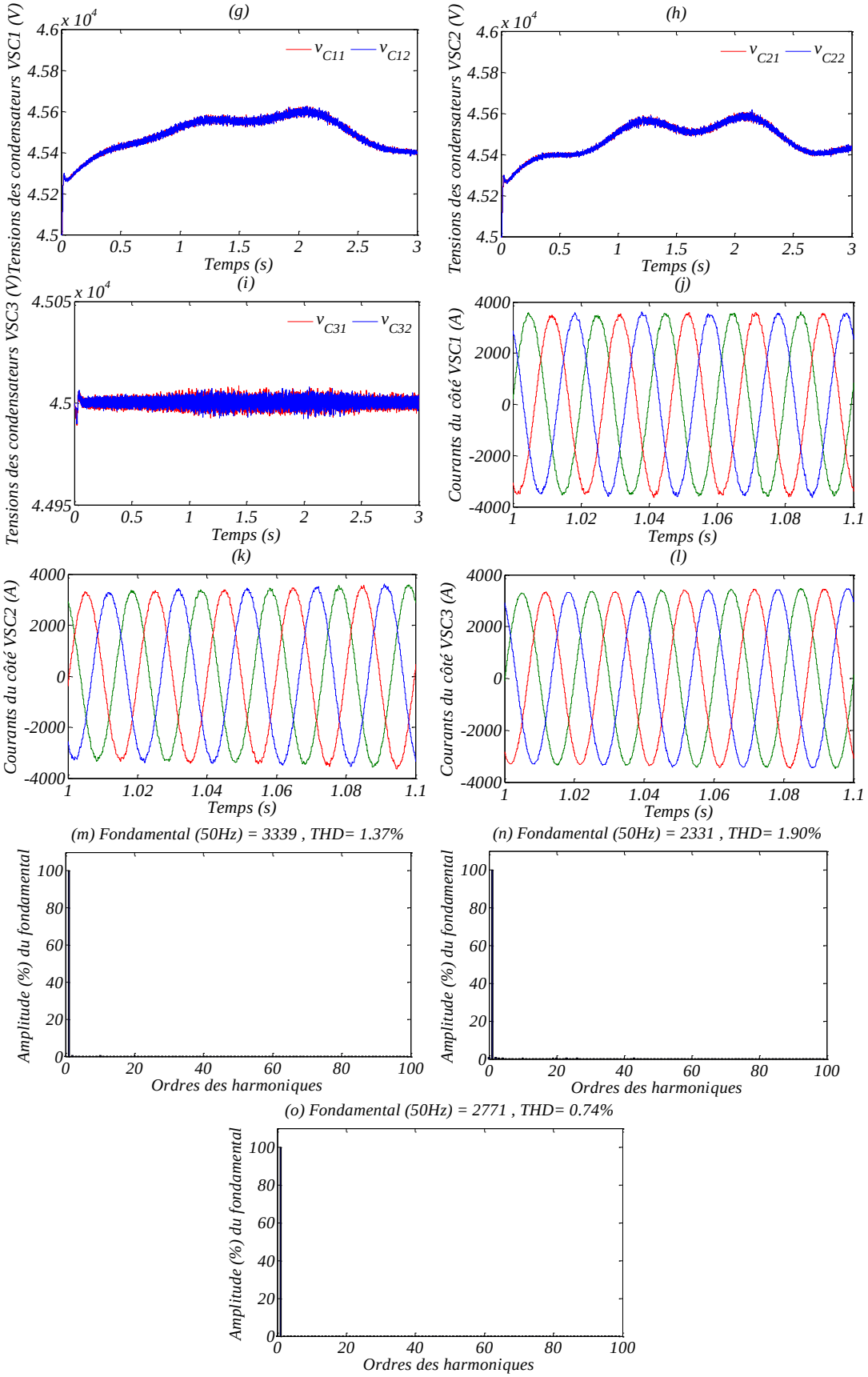

Figure (III.17) (suite) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par PDPC-SVM : (g) tensions des condensateurs du côté VSC1, (h) tensions des condensateurs du côté VSC2, (i) tensions des condensateurs du côté VSC3, (j) courants alternatifs du côté VSC1, (k) courants alternatifs du côté VSC2,(l) courants alternatifs du côté VSC3,(m) spectre harmonique des courants du côté VSC1, (n) spectre harmonique des courants du côté VSC2, (o) spectre harmonique des courants du côté VSC3

La figure (III.17) présente les réponses du système de transmission VSC-MTDC sous une puissance variable générée par les parcs éoliens offshores. A partir de ces résultats, il est clair que la stratégie de contrôle PDPC-SVM assure une bonne transmission de la puissance active et régule la tension continue à sa référence. En outre, la puissance réactive est maintenue nulle, assurant ainsi un fonctionnement à facteur de puissance unitaire.

Les figures (III.17.j, k, l, m, n, o) montrent les courants des trois terminaux et leurs spectres harmoniques pour la commande PDPC-SVM. On remarque une grande amélioration dans la forme des courants. En effet, la commande PDPC-SVM donne les meilleurs résultats en termes de THD.

III.6.5.2. Cas de déconnexion d'une ferme éolienne

La figure (III.18) montre la réponse du système VSC-MTDC commandé par PDPC-SVM lors d'une déconnexion de la deuxième ferme offshore.

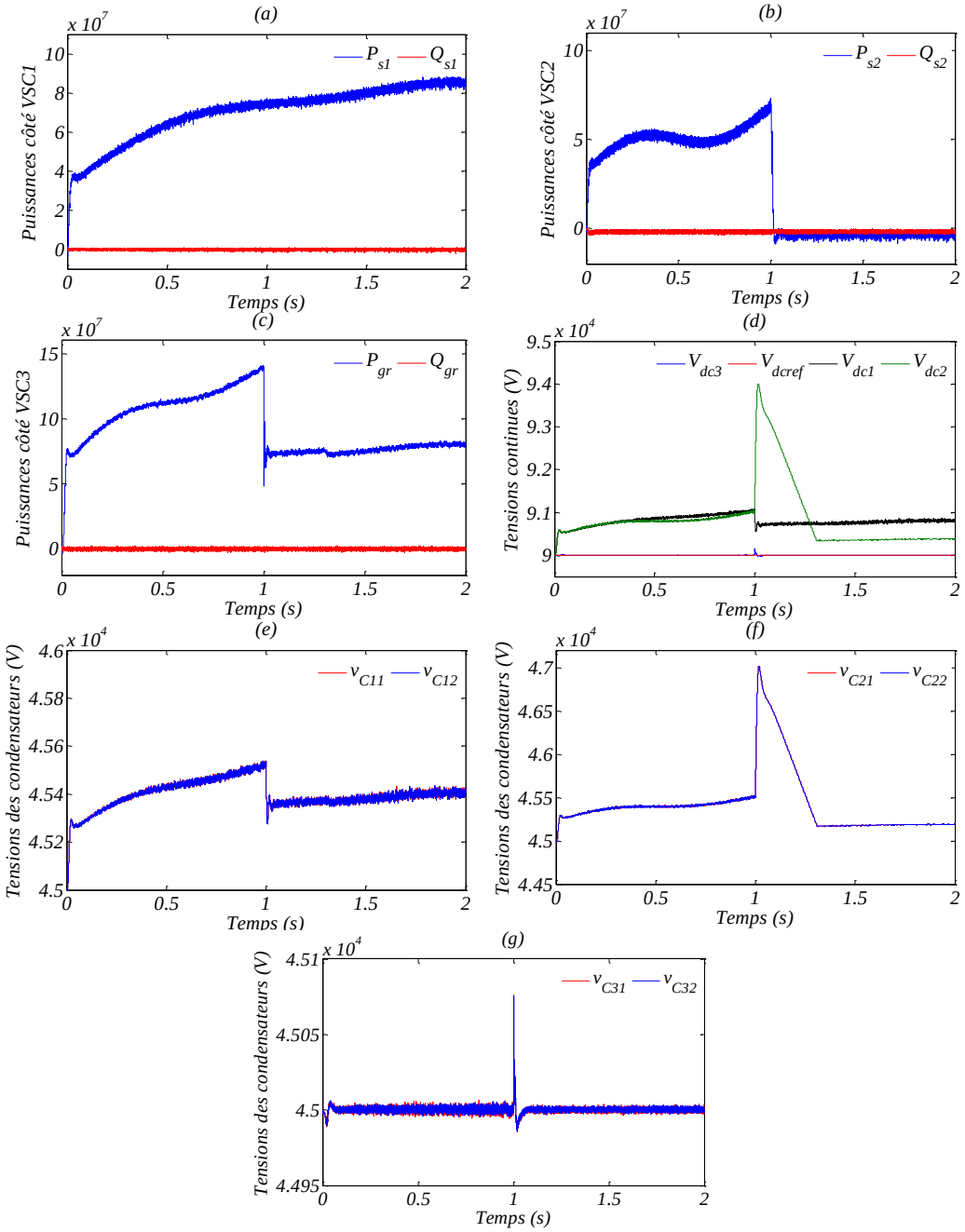

Figure (III.18) : Comportement du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores et contrôlé par PDPC-SVM lors de la déconnexion du VSC2 : (a) puissances du côté VSC1, (b) puissances du côté VSC2, (c) puissances du côté VSC3, (d) tensions continues, (e) tensions des condensateurs du côté VSC1, (f) tensions des condensateurs du côté VSC2,(g) tensions des condensateurs du côté VSC3

En conséquence de la déconnexion de la deuxième ferme éolienne, la méthode de contrôle proposée a montré qu'elle est capable de réguler la tension continue du terminal maitre à sa valeur de référence avec une légère pic à l'instant de la déconnexion. En outre, les tensions des condensateurs sont équilibrées et suivent les allures des tensions continues des terminaux correspondants.

Ces résultats montrent également que la commande PDPC-SVM est en mesure d'assurer une transmission adéquate de la puissance active générée par les parcs éoliens offshores, dans les trois phases de ce test; avant, pendant et après la déconnexion de la deuxième ferme; comme le mettre en évidence la figure (III.18).

III.7. Etude comparative

L'objectif de cette étude est de montrer l'apport de chacune des trois méthodes de contrôle présentées tout au long de ce chapitre. Les critères de performance adoptés pour mener cette étude sont : le taux de distorsion harmonique du courant, le temps de réponse en puissance et l'ondulation de la puissance active.

La figure (III.19) montre les valeurs du THD obtenues en régime permanent pour les trois techniques de contrôle. Toutes ces commandes donnent des valeurs de THD inférieurs à 4% en conformité avec les exigences imposées par les normes internationales. Nous remarquons aussi l'efficacité de la commande PDPC-SVM par rapport aux autres commandes en matière d'atténuation de la distorsion harmonique.

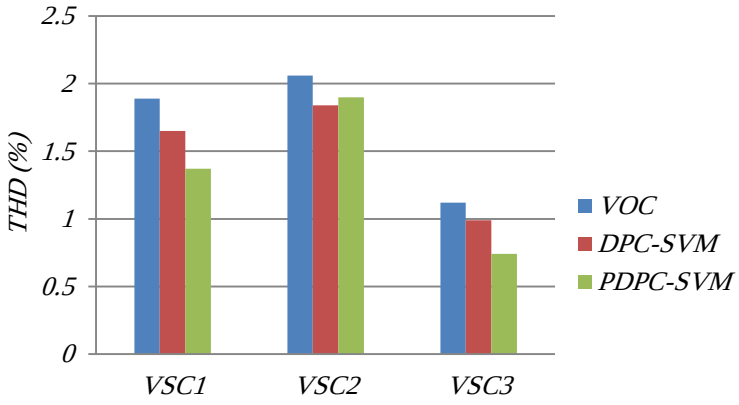

Figure (III.19) : Valeurs du THD pour les commandes VOC, DPC-SVM et PDPC-SVM appliquées à un système VSC-MTDC

D'après la figure (III.20), la stratégie DPC-SVM permis d'obtenir une réponse dynamique en puissance la plus rapide avec un faible temps de réponse à comparer aux deux autres méthodes. En plus, selon la figure (III.21), qui donne aussi une idée sur les ondulations des puissances actives, on constate que la commande PDPC-SVM est meilleure que les autres commandes en termes de réduction d'ondulation de puissance.

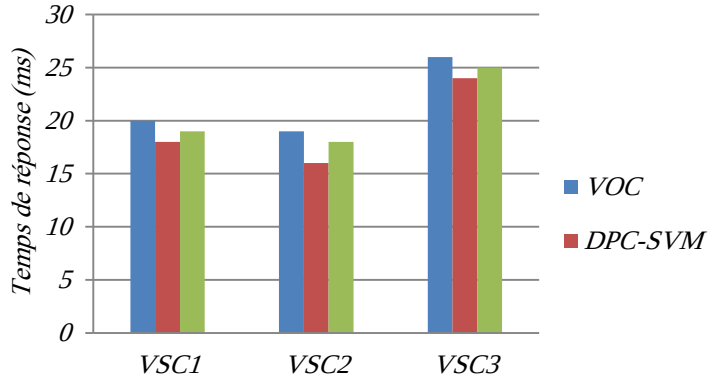

Figure (III.20) : Valeurs du temps de réponse pour les commandes VOC, DPC-SVM et PDPC-SVM appliquées à un système VSC-MTDC

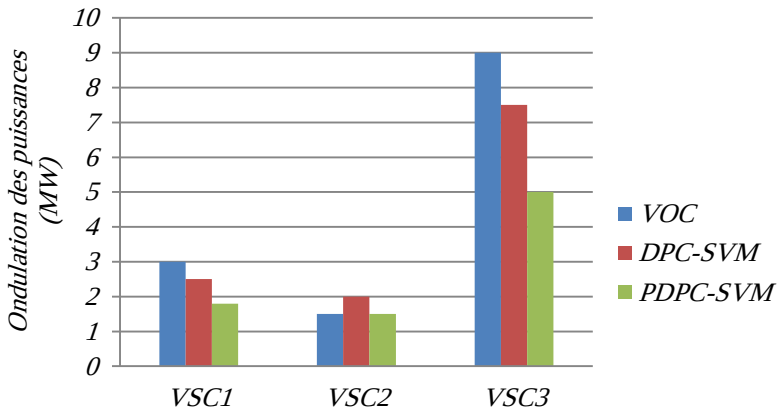

Figure (III.21) : Valeurs de l'ondulation des puissances actives des trois terminaux pour les commandes VOC, DPC-SVM et PDPC-SVM appliquées à un système VSC-MTDC

III.8. Conclusion

Une étude d'un système VSC-MTDC à topologie radiale et son application pour l'intégration de deux parcs éoliens offshores a été présentée dans ce chapitre. Par rapport au système VSC-HVDC point à point, les systèmes VSC-MTDC sont devenus une solution de raccordement techniquement et économiquement faisable pour l'intégration de l'énergie éolienne offshore.

La philosophie de commande adoptée est basée sur le concept de contrôle maître-esclave connue par sa capacité de commander la tension continue dans le réseau DC et de maintenir un fonctionnement normal dans le réseau lors d'une déconnexion imprévue ou la perte d'un convertisseur en évitant l'arrêt de l'ensemble du système VSC-MTDC.

Dans ce chapitre, en plus de la commande VOC, nous avons appliqué deux variantes de la commande DPC au système VSC-MTDC. La première est basée sur l'association du contrôle direct de puissance avec une modulation vectorielle. L'emploi de deux régulateurs des puissances ainsi que la modulation vectorielle permet de régler les puissances active et réactive indépendamment l'un à l'autre et de travailler avec une fréquence de commutation constante. La deuxième est une approche hybride entre la commande prédictive, la commande DPC et la modulation vectorielle. Le recours à la modulation vectorielle dans cette approche permet de commander les interrupteurs du convertisseur avec une fréquence de commutation constante tout en profitant des avantages de la commande prédictive.

Les résultats de simulation obtenus montrent la faisabilité des techniques de contrôle proposées. De bonnes performances sont obtenues en régimes permanent et transitoire surtout pour la commande PDPC-SVM qui a montré des exploits supérieurs en termes du THD et des ondulations des puissances par rapport aux autres techniques.

Chapitre IV
Commandes non linéaires d'un système VSC-MTDC raccordé à de fermes éoliennes offshores

IV.1. Introduction

Le système de transport VSC-MTDC est fortement non linéaire dont le modèle est connu par ses variables d'état couplées, ses dynamiques négligées et ses incertitudes paramétriques. La proposition d'une commande performante par un tel système représente ainsi un sujet complexe et ouvert à toute contribution de recherche et notamment en ce qui concerne la mise en œuvre de techniques avancées de commande issues d'automatique moderne [107].

Les méthodes de commande linéaire se fondent généralement sur l'hypothèse de validité d'un modèle linéaire sur une plage de fonctionnement suffisamment large. Quand cette hypothèse n'est pas satisfaite, un contrôleur linéaire est susceptible de fonctionner très mal et d'être instable, parce que les non-linéarités du système peuvent ne pas être correctement compensées. Les contrôleurs non linéaires, en revanche, peuvent prendre en compte les non-linéarités du système si elles sont connues et conduire à des lois de commande dont la performance et la robustesse sont peu sensibles voire indépendantes du point de fonctionnement considéré [40] [99].

Dans ce cadre, nous proposons dans ce chapitre deux stratégies de commandes non linéaires pour le système VSC-MTDC à trois niveaux de type T. Il s'agit de la commande par retour d'état linéarisant et la commande backstepping. Ces techniques seront étudiées dans le but d'améliorer les performances des systèmes de transmission et d'assurer la stabilité du réseau en présence d'importantes variations de puissance.

IV.2. Commande par retour d'état linéarisant

La linéarisation des systèmes non-linéaires permet d'appliquer une commande linéaire à un système non-linéaire; une des méthodes utilisées est la linéarisation au sens entrée sortie [92]. Ce type de commande a fait son apparition dans les années 1980 dans les travaux d'*Isidori*, et les apports bénéfiques de la géométrie différentielle. Un grand nombre de systèmes non-linéaires peuvent être partiellement ou complètement transformés en systèmes possédant un comportement entrée-sortie ou entrée-état linéaire à travers un choix approprié d'une loi de commande par retour d'état non-linéaire [31] [40]. Lorsque les dynamiques des zéros sont stables, il est possible de transformer le système non linéaire en une chaine d'intégrateurs [40] [136]. Cette approche a souvent été employée pour résoudre des problèmes pratiques de commande, mais cette technique impose que le vecteur d'état soit mesuré et demande un modèle précis du procédé à commander. De plus, les propriétés de robustesse ne sont pas garanties face aux incertitudes du modèle [40].

Dans cette partie, nous allons se contenter par l'application de cette technique pour la commande d'un système VSC-MTDC à trois niveaux de type T; en ce concerne l'aspect théorique de cette approche, il est possible de consulter les références [31] [40] [92] [136]. Cette technique sera utilisée pour la régulation des puissances active et réactive et de la tension continue intermédiaire du réseau VSC-MTDC. Les schémas bloc de la commande DPC-SVM-non linéaire sont représentés par les figures (IV.1) et (IV.2). La synthèse des régulateurs non linéaires de la tension continue et des puissances active et réactive sera l'objet de cette section.

IV.2.1. Synthèse des régulateurs par retour d'état linéarisant

Le modèle du système VSC-MTDC dans le référentiel $\alpha\beta$ est donné par :

$$\begin{aligned}
\frac{di_{r\alpha k}}{dt} &= \frac{1}{L_{rk}}(v_{r\alpha k} - v_{tr\alpha k} - R_{rk} i_{r\alpha k}) \\
\frac{di_{r\beta k}}{dt} &= \frac{1}{L_{rk}}(v_{r\beta k} - v_{tr\beta k} - R_{rk} i_{r\beta k}) \\
\frac{di_{i\alpha}}{dt} &= \frac{1}{L_{i}}(v_{ti\alpha} - v_{i\alpha} - R_{i} i_{i\alpha}) \\
\frac{di_{i\beta}}{dt} &= \frac{1}{L_{i}}(v_{ti\beta} - v_{i\beta} - R_{i} i_{i\beta}) \\
\frac{dV_{dci}}{dt} &= \frac{i_{dci}}{C_{ieq}} - \frac{P_i}{C_{ieq} V_{dci}}
\end{aligned} \tag{IV.1}$$

Afin de synthétiser les régulateurs non linéaires des puissances et de la tension continue, le système (IV.1) est subdivisé en trois sous-systèmes comme suit :

- **Sous-système 1**

Le premier sous-système, donné par (IV.2), est destiné au contrôle de la tension du bus continue.

$$\frac{dV_{dci}}{dt} = \frac{i_{dci}}{C_{ieq}} - \frac{P_i}{C_{ieq} V_{dci}} \tag{IV.2}$$

Le premier sous-système, d'ordre 1, est caractérisé par la variable d'état $x_{dc} = V_{dci}$, et la variable de commande $u_{dc} = P_i$. On peut alors écrire le système d'équation (IV.2) sous la forme :

$$\dot{x}_{dc} = f_{dc}(x_{dc}) + g_{dc}(x_{dc}) u_{dc} \tag{IV.3}$$

Où :

$$f_{dc}(x_{dc}) = \frac{i_{dci}}{C_{ieq}};\ g_{dc}(x_{dc}) = \frac{-1}{C_{ieq} V_{dci}}$$

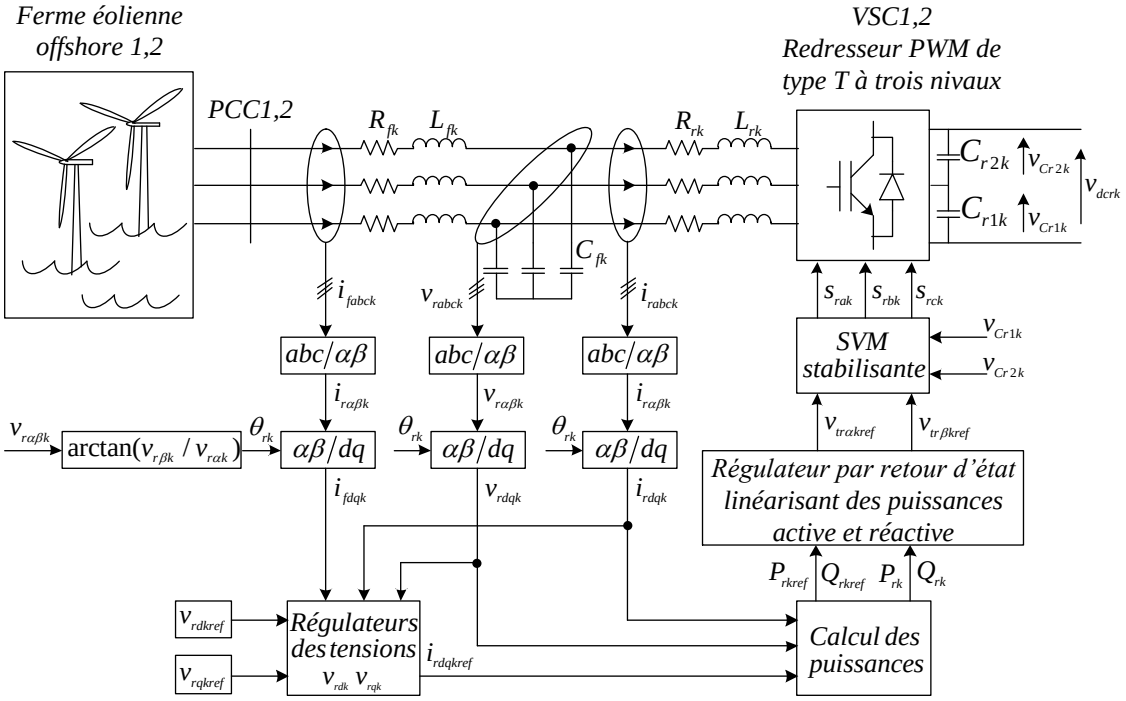

Figure (IV.1) : Schéma de la commande DPC-SVM-non linéaire du redresseur d'un système VSC-MTDC raccordé à une ferme éolienne offshore

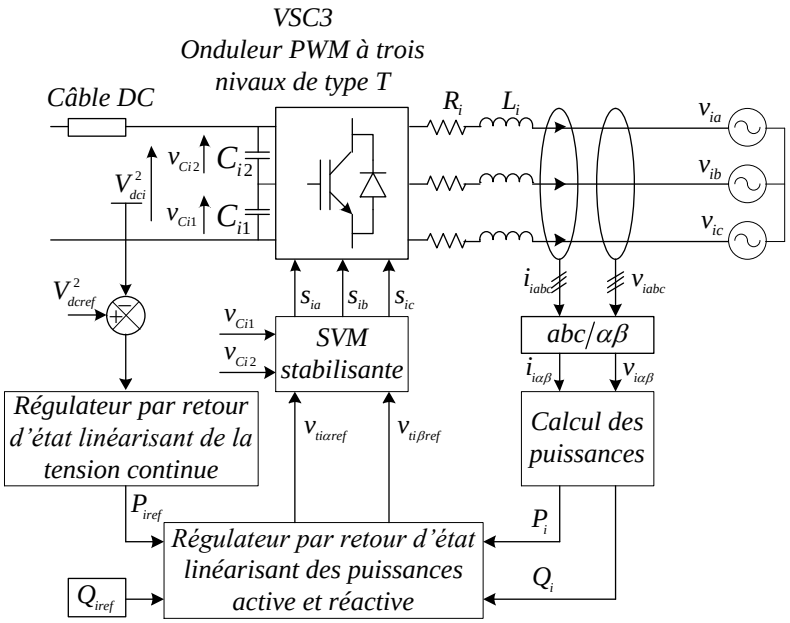

Figure (IV.2) : Schéma de la commande DPC-SVM-non linéaire de l'onduleur d'un système VSC-MTDC

- **Sous-système 2**

Le deuxième sous-système présente le côté offshore du système VSC-MTDC, donné par l'équation suivante :

$$\frac{di_{r\alpha k}}{dt} = \frac{1}{L_{rk}}(v_{r\alpha k} - v_{tr\alpha k} - R_{rk} i_{r\alpha k})$$
$$\frac{di_{r\beta k}}{dt} = \frac{1}{L_{rk}}(v_{r\beta k} - v_{tr\beta k} - R_{rk} i_{r\beta k}) \quad \text{(IV.4)}$$

En remplaçant l'équation (IV.4) dans l'expression des dérivés des puissances donnée par (III.16), il vient :

$$\begin{aligned}\frac{dP_{rk}}{dt} &= \omega_{rk}Q_{rk} + \frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}}(\gamma_{r\alpha k} - v_{tr\alpha k}) + \frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}}(\gamma_{r\beta k} - v_{tr\beta k}) \\ \frac{dQ_{rk}}{dt} &= -\omega_{rk}P_{rk} - \frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}}(\gamma_{r\alpha k} - v_{tr\alpha k}) + \frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}}(\gamma_{r\beta k} - v_{tr\beta k})\end{aligned} \quad \text{(IV.5)}$$

Où :

$\gamma_{r\alpha k} = v_{r\alpha k} - R_{rk}i_{r\alpha k}$

$\gamma_{r\beta k} = v_{r\beta k} - R_{rk}i_{r\beta k}$

Le deuxième sous-système d'ordre 2, est caractérisé par le vecteur d'état $x_{rk} = \begin{bmatrix} P_{rk} & Q_{rk} \end{bmatrix}^T$ et le vecteur de commande $u_{rk} = \begin{bmatrix} v_{tr\alpha kref} & v_{tr\beta kref} \end{bmatrix}^T$. L'équation (IV.5) peut se mettre alors sous la forme suivante :

$$\dot{x}_{rk} = f_{rk}(x_{rk}) + g_{rk}(x_{rk})u_{rk} \quad \text{(IV.6)}$$

Avec :

$$f_{rk}(x_{rk}) = \begin{bmatrix} f_{2k} \\ f_{3k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \omega_{rk}Q_{rk} + \frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}}\gamma_{r\alpha k} + \frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}}\gamma_{r\beta k} \\ -\omega_{rk}P_{rk} - \frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}}\gamma_{r\alpha k} + \frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}}\gamma_{r\beta k} \end{bmatrix}, \; g_{rk}(x_{rk}) = \frac{1}{L_{rk}}\begin{bmatrix} -v_{r\alpha k} & -v_{r\beta k} \\ v_{r\beta k} & -v_{r\alpha k} \end{bmatrix}$$

- **Sous-système 3**

Le côté onshore est modélisé par le sous-système trois, donné par :

$$\begin{aligned}\frac{di_{i\alpha}}{dt} &= \frac{1}{L_i}(v_{ti\alpha} - v_{i\alpha} - R_i i_{i\alpha}) \\ \frac{di_{i\beta}}{dt} &= \frac{1}{L_i}(v_{ti\beta} - v_{i\beta} - R_i i_{i\beta})\end{aligned} \quad \text{(IV.7)}$$

A partir de (IV.7), les dérivés des puissances active et réactive du côté onshore sont données par :

$$\begin{aligned}\frac{dP_i}{dt} &= \omega_i Q_i + \frac{v_{i\alpha}}{L_i}(v_{ti\alpha} - \gamma_{i\alpha}) + \frac{v_{i\beta}}{L_i}(v_{ti\beta} - \gamma_{i\beta}) \\ \frac{dQ_i}{dt} &= -\omega_i P_i - \frac{v_{i\beta}}{L_i}(v_{ti\alpha} - \gamma_{i\alpha}) + \frac{v_{i\alpha}}{L_i}(v_{ti\beta} - \gamma_{i\beta})\end{aligned} \quad \text{(IV.8)}$$

Où :

$\gamma_{i\alpha} = v_{i\alpha} + R_i i_{i\alpha}$

$\gamma_{i\beta} = v_{i\beta} + R_i i_{i\beta}$

La dynamique du troisième sous-système est représentée par :

$$\dot{x}_i = f_i(x_i) + g_i(x_i)u_i \quad \text{(IV.9)}$$

Avec :

$x_i = \begin{bmatrix} P_i & Q_i \end{bmatrix}^T$ est le vecteur d'état;

$u_i = \begin{bmatrix} v_{ti\alpha ref} & v_{ti\beta ref} \end{bmatrix}^T$ est le vecteur de commande.

$$f_i(x_i)=\begin{bmatrix} f_4 \\ f_5 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \omega_i Q_i-\frac{v_{i\alpha}}{L_i}\gamma_{i\alpha}-\frac{v_{i\beta}}{L_i}\gamma_{i\beta} \\ -\omega_i P_i+\frac{v_{i\beta}}{L_i}\gamma_{i\alpha}-\frac{v_{i\alpha}}{L_i}\gamma_{i\beta} \end{bmatrix},\ g_i(x_i)=\frac{1}{L_i}\begin{bmatrix} v_{i\alpha} & v_{i\beta} \\ -v_{i\beta} & v_{i\alpha} \end{bmatrix}$$

IV.2.2. Régulation par retour d'état linéarisant de la tension continue

Le régulateur de la tension continue est synthétisé à l'aide du sous-système 1. Pour réaliser cet objectif, il faut choisir comme sortie $y_{dc}=V_{dci}$, puis, nous cherchons son degré relatif.

Soit :

$$y_1=V_{dci}=h_1(x_{dc}) \tag{IV.10}$$

Le gradient de la fonction $h_1(x_{dc})$ par rapport au $x_{dc}=V_{dci}$ est :

$$\nabla h_1=\frac{\partial h_1}{\partial x_{dc}}=\frac{\partial h_1}{\partial V_{dci}}=1 \tag{IV.11}$$

La dérive de la sortie y_1 est donnée par :

$$\dot{y}_1=\frac{\partial h_1}{\partial x_{dc}}\left[f_1(x_{dc})+g_1(x_{dc})u_{dc}\right]=L_f h_1(x_{dc})+L_g h_1(x_{dc})u_{dc} \tag{IV.12}$$

Avec :

$$L_f h_1(x_{dc})=\frac{i_{dci}}{C_{ieq}},\ L_g h_1(x_{dc})=\frac{-1}{C_{ieq}V_{dci}}$$

Il vient donc :

$$\frac{dV_{dci}}{dt}=\frac{i_{dci}}{C_{ieq}}-\frac{P_i}{C_{ieq}V_{dci}} \tag{IV.13}$$

Ainsi, l'entrée $u_{dc}=P_i$ apparait dans l'expression (IV.13). Ce qui en résulte un degré relatif $r_1=1$. Le degré relatif est égal à l'ordre du sous-système 1, la linéarisation est exacte.

Si le terme $L_g h_1(x_{dc})=\frac{-1}{C_{ieq}V_{dci}}\neq 0$, la loi de la commande linéarisante qui assure le découplage est exprimée par :

$$u_{dc}=P_i=\frac{1}{L_g h_1(x_{dc})}(-L_f h_1(x_{dc})+v_1)=V_{dci}i_{dci}-C_{ieq}V_{dci}v_1 \tag{IV.14}$$

En remplaçant l'expression (IV.14) dans l'équation (IV.12) on obtient un système linéaire totalement découplé de la forme :

$$\dot{y}_1=v_1 \tag{IV.15}$$

La nouvelle entrée doit être conçue pour assurer que :

$$\lim_{t\to\infty}V_{dci}=V_{dcref} \tag{IV.16}$$

Pour un problème de poursuite de trajectoire définit par $V_{dcref}(t)$, v_1 est calculée par :

$$v_1=k_1(V_{dcref}-V_{dci})+\frac{dV_{dcref}}{dt} \tag{IV.17}$$

Le gain k_1 est choisi de sorte que le polynôme $s+k_1$ possède un pôle à partie réelle négative.

Dans le cas où la référence est constante, alors l'équation (IV.17) se réduit à :

$$v_1 = k_1(V_{dcref} - V_{dci}) \tag{IV.18}$$

IV.2.3. Régulation par retour d'état linéarisant des puissances active et réactive

Avec le deuxième et le troisième sous-systèmes, on calcul des lois de commande capable de réguler les puissances active et réactive. Les sorties de ces sous-systèmes doivent suivre les trajectoires qu'on leurs impose P_{rkref} et Q_{rkref}.

- **Deuxième sortie**

La deuxième sortie est choisie comme :

$$y_{2k} = h_{2k}(x_{rk}) = P_{rk} \tag{IV.19}$$

La dynamique de la sortie y_{2k} est :

$$\dot{y}_{2k} = f_{2k} + \frac{-1}{L_{rk}}(v_{r\alpha k}v_{tr\alpha k} + v_{r\beta k}v_{tr\beta k}) \tag{IV.20}$$

La commande apparait dans l'expression (IV.20). Donc le degré relatif de la deuxième sortie est $r_{2k}=1$.

- **Troisième sortie**

La puissance réactive du redresseur offshore est choisie comme troisième sortie :

$$y_{3k} = h_{3k}(x_{rk}) = Q_{rk} \tag{IV.21}$$

La dérivée de y_{3k} est :

$$\dot{y}_{3k} = f_{3k} + \frac{1}{L_{rk}}(-v_{r\beta k}v_{tr\alpha k} + v_{r\alpha k}v_{tr\beta k}) \tag{IV.22}$$

Le degré relatif de la troisième sortie est $r_{3k}=1$.

Le degré relatif total est $r_{nk}= r_{2k}+r_{3k}=2$ alors, nous avons une linéarisation exacte.

A partir des équations (IV.20) et (IV.22), il vient alors :

$$\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} y_{2k} & y_{3k}\end{bmatrix}^T = \zeta_{rk}(x) + D_{rk}(x)u_{rk} \tag{IV.23}$$

Avec :

$$\zeta_{rk}(x) = \begin{bmatrix} f_{2k} \\ f_{3k}\end{bmatrix}, D_{rk}(x) = \frac{1}{L_{rk}}\begin{bmatrix} -v_{r\alpha k} & -v_{r\beta k} \\ v_{r\beta k} & -v_{r\alpha k}\end{bmatrix}$$

Comme le déterminant de $D_{rk}(x)$: $\det(D_{rk}(x)) = \frac{1}{L_{rk}^2}(v_{r\alpha k}^2 + v_{r\beta k}^2)$, est une fonction du terme non nul $(v_{r\alpha k}^2 + v_{r\beta k}^2)$ qui représente le carré du module de la tension dans le repère $\alpha\beta$, cela nous permet d'écrire la loi de commande suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{tr\alpha kref} \\ v_{tr\beta kref}\end{bmatrix} = D_{rk}(x)^{-1}\left[-\zeta_{rk}(x) + \begin{bmatrix} v_{2k} \\ v_{3k}\end{bmatrix}\right] \tag{IV.24}$$

Où :

$$\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} y_{2k} & y_{3k}\end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} v_{2k} \\ v_{3k}\end{bmatrix}$$

L'objectif étant de réguler les puissances active et réactive à leurs références P_{iref} et Q_{iref}. Donc, les nouvelles entrées internes (v_{2k}, v_{3k}) doivent être conçues pour assurer :

$$\lim_{t\to\infty} P_{rk} = P_{rkref}$$
$$\lim_{t\to\infty} Q_{rk} = Q_{rkref} \quad \text{(IV.25)}$$

Pour assurer une poursuite du trajectoire, nous devons prendre :

$$v_{2k} = k_{2k}(P_{rkref} - P_{rk}) + \frac{dP_{rkref}}{dt}$$
$$v_{3k} = k_{3k}(Q_{rkref} - Q_{rk}) + \frac{dQ_{rkref}}{dt} \quad \text{(IV.26)}$$

Les coefficients k_{2k} et k_{3k} sont choisis de telle façon que les polynômes s_k+k_{2k} et s_k+k_{3k} possèdent des pôles à parties réelles négatives.

- **Quatrième sortie**

La puissance active de la station onshore est choisie comme quatrième sortie :

$$y_4 = h_4(x) = P_i \quad \text{(IV.27)}$$

La dérivée de l'équation (IV.27) donne :

$$\dot{y}_4 = f_4 + \frac{1}{L_i}(v_{i\alpha}v_{ti\alpha} + v_{i\beta}v_{ti\beta}) \quad \text{(IV.28)}$$

L'entrée apparait dans l'expression (IV.28). Donc le degré relatif de la quatrième sortie est $r_4=1$.

- **Cinquième sortie**

La cinquième sortie n'est que la puissance réactive de la station onshore.

$$y_5 = h_5(x) = Q_i \quad \text{(IV.29)}$$

La dynamique de y_5 est :

$$\dot{y}_5 = f_5 + \frac{1}{L_i}(v_{i\beta}v_{ti\alpha} - v_{i\alpha}v_{ti\beta}) \quad \text{(IV.30)}$$

Comme on peut constater à partir (IV.30), le degré relatif de la deuxième sortie est $r_5=1$.

Le troisième sous-système donné par les deux équations (IV.28) et (IV.30), est visiblement du deuxième ordre $r_n= r_4+r_5=2$ alors, la dynamique est donnée comme suit :

$$\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} y_4 & y_5 \end{bmatrix}^T = \zeta_i(x) + D_i(x)u_i \quad \text{(IV.31)}$$

Avec :

$$\zeta_i(x) = \begin{bmatrix} f_4 \\ f_5 \end{bmatrix}, D_i(x) = \frac{1}{L_i}\begin{bmatrix} v_{i\alpha} & v_{i\beta} \\ -v_{i\beta} & v_{i\alpha} \end{bmatrix}$$

Comme le déterminant de $D_i(x)$: $\det(D_i(x)) = \frac{1}{L_i^2}(v_{i\alpha}^2 + v_{i\beta}^2)$, est une fonction du terme non nul $(v_{i\alpha}^2 + v_{i\beta}^2)$ représentant le carré du module de la tension dans le repère $\alpha\beta$, cela nous permet d'écrire la loi de commande suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{ti\alpha ref} \\ v_{ti\beta ref} \end{bmatrix} = D_i(x)^{-1}\left[-\zeta_i(x) + \begin{bmatrix} v_4 \\ v_5 \end{bmatrix}\right] \quad \text{(IV.32)}$$

Où : $\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} y_4 & y_5 \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} v_4 \\ v_5 \end{bmatrix}$

Pour assurer le réglage des puissances active et réactive, les nouvelles entrées internes (v_4, v_5) doivent être conçues pour assurer :

$$\begin{aligned} &\lim_{t\to\infty} P_i = P_{iref} \\ &\lim_{t\to\infty} Q_i = Q_{iref} \end{aligned} \tag{IV.33}$$

Pour assurer une poursuite de trajectoire, v_4 et v_5 peuvent être choisies comme :

$$\begin{aligned} v_4 &= k_4(P_{iref} - P_i) + \frac{dP_{iref}}{dt} \\ v_5 &= k_5(Q_{iref} - Q_i) + \frac{dQ_{iref}}{dt} \end{aligned} \tag{IV.34}$$

Les coefficients k_4 et k_5 sont choisis de telle façon que les polynômes $s+k_4$ et $s+k_5$ possèdent des pôles à parties réelles négatives.

IV.2.4. Résultats de simulation

Afin de valider l'approche de commande DPC-SVM à base du retour d'état linéarisant proposé pour le contrôle d'un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores, une étude par simulation a été réalisée. Les paramètres du système sont détaillés dans l'Annexe A. Les paramètres des régulateurs non linéaires sont donnés dans le tableau (IV.1)

Tableau (IV.1) : Paramètres des régulateurs

	Gains des régulateurs	Valeurs
Régulateurs PI	Gains des régulateurs de vitesse des fermes éoliennes $k_{i\Omega}$, $k_{p\Omega}$	17.28e9, 43.2e7
	Gains des régulateurs des courants du côté redresseur de la ferme éolienne k_i, k_p	1274.21, 2.83
	Gains des régulateurs de la tension continue de la ferme éolienne k_{iDC}, k_{pDC}	25, 1
	Gains des régulateurs des puissances du côté onduleur de la ferme éolienne k_{iPQ}, k_{pPQ}	22.63, 0.0056
	Gains des régulateurs des tensions alternatives du VSC-MTDC k_{iAC}, k_{pAC}	0.2, 0.004
Régulateurs NL	Gains des régulateurs des puissances du côté redresseur du VSC-MTDC k_{2k}, k_{3k}	600000, 119.8
	Gains des régulateurs de la tension continue du VSC-MTDC k_1	0.6
	Gains des régulateurs des puissances du côté onduleur du VSC-MTDC k_4, k_5	1500000, 599.8

IV.2.4.1. Cas de profil de vent variable

Pour le premier test, la commande par retour d'état linéarisant est appliquée à un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores. Chaque fermes est composée de 50 éoliennes offshores de type PMSG agrégées dans une seule éolienne équivalente. Les deux profils équivalents des vents appliqués et le comportement dynamique du système VSC-MTDC sont présentés dans la figure (IV.3).

Les figures (IV.3 a et b) présentent les profils des vents équivalents pour des deux fermes éoliennes offshores.

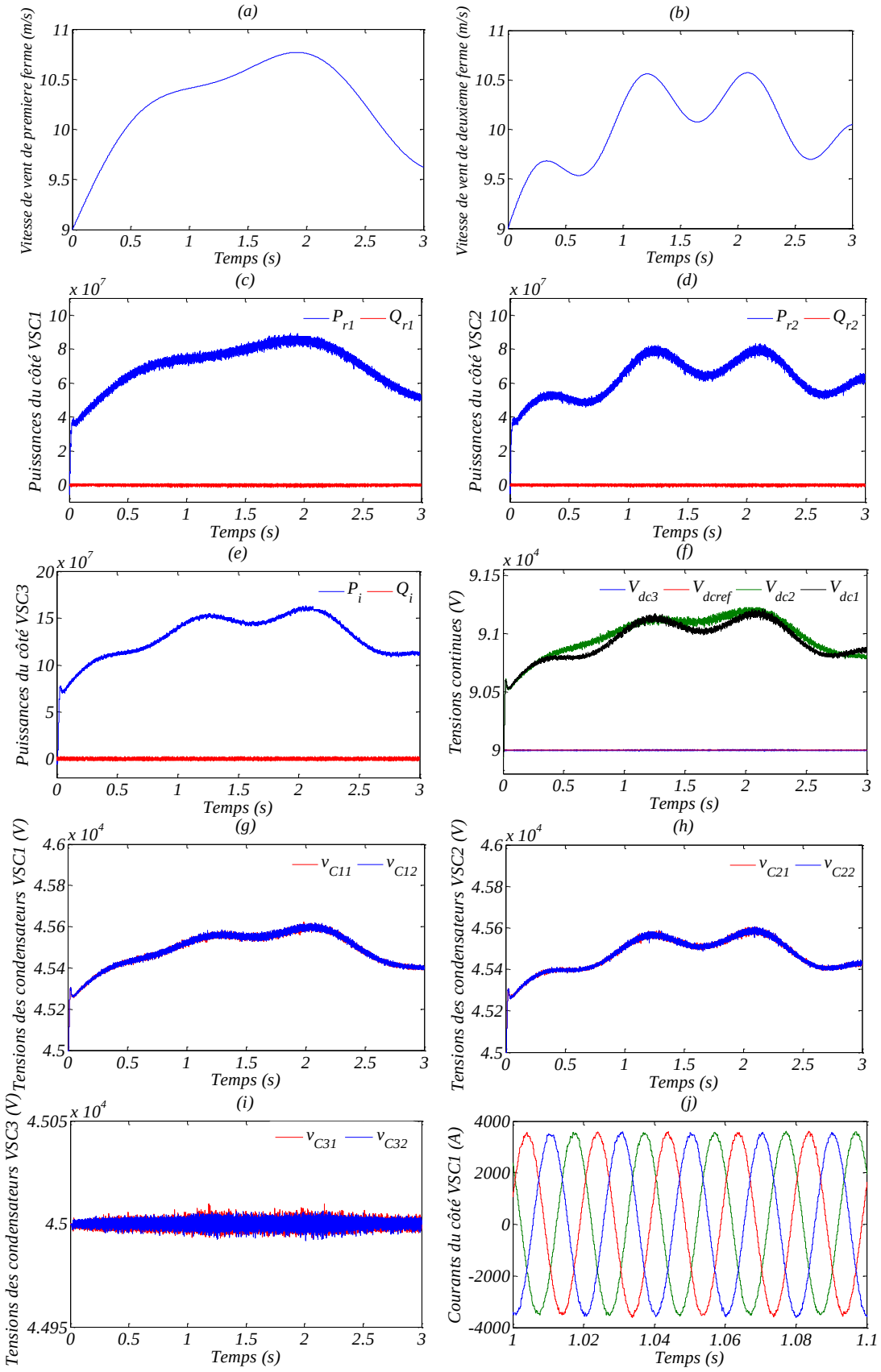

Figure (IV.3) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par retour d'état linéarisant d'un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores : (a) vitesse équivalente du vent de la première ferme éolienne offshore, (b) vitesse équivalente du vent de la deuxième ferme éolienne offshore, (c) puissances du côté VSC1, (d) puissances du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC3, (f) tensions continues, (g) tensions des condensateurs du côté VSC1, (h) tensions des condensateurs du côté VSC2, (i) tensions des condensateurs du côté VSC3, (j) courants alternatifs du côté VSC1

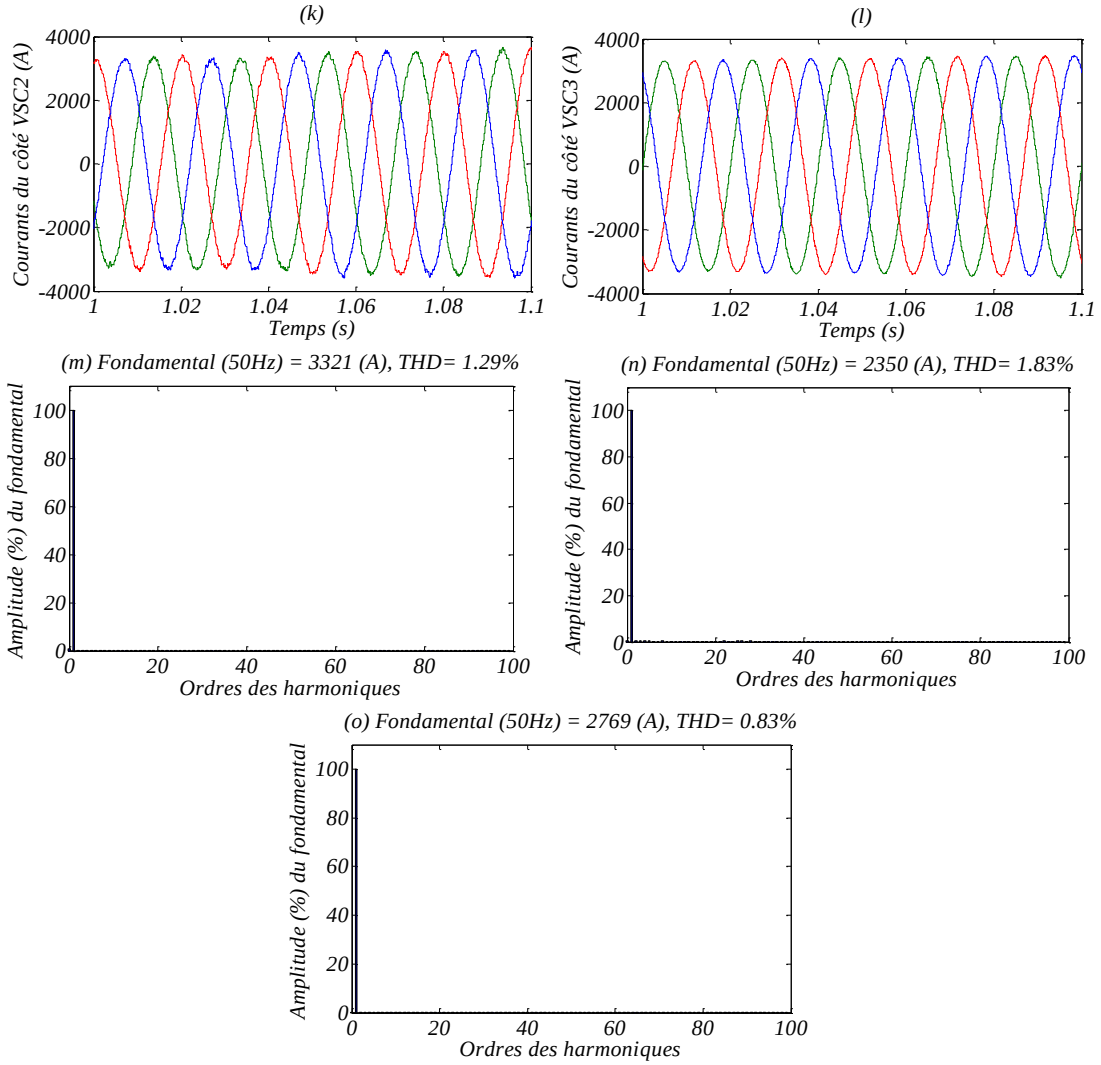

Figure (IV.3) (suite) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par retour d'état linéarisant d'un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores : (k) courants alternatifs du côté VSC2, (l) courants alternatifs du côté VSC3, (m) spectre harmonique des courants du côté VSC1, (n) spectre harmonique des courants du côté VSC2, (o) spectre harmonique des courants du côté VSC3

Les puissances actives des terminaux VSC1 et VSC2, présentées dans les figures (IV.3 c et d), possèdent en moyenne les mêmes allures que les profils de vent appliqués. Tandis que les puissances réactives sont régulées à zéro afin de garantir un fonctionnement à facteur de puissances unitaire. Par ailleurs, les puissances active et réactive du terminal onshore sont découplées les unes des autres. Selon la figure (IV.3.e), la puissance active est égale à la somme des puissances actives des deux autres terminaux. En outre, il convient de souligner que l'opération à facteur de puissance unitaire est accomplie.

Les figures (IV.3 f, g, h, et i) montrent les allures de la tension continue du circuit intermédiaire pour chaque terminal. On peut constater que la commande proposé est capable de maintenir la tension continue du terminal maitre constante et égale à sa référence indépendamment des fluctuations des puissances produites par les fermes éoliennes. A noter que les tensions des liaisons continues des autres terminaux sont proportionnelles aux changements des puissances produites. En outre, il est également important de noter que l'application de la stratégie SVM-stabilisante à trois-niveaux à base de vecteurs redondants proposée maintient les tensions des condensateurs équilibrées.

Les figures (IV.3 j, k et l) montrent que les courants alternatifs dans les trois terminaux sont sinusoïdaux.

Les figures (IV.3 m, n et o) donnent une idée sur les spectres harmoniques des courants de ligne des trois stations du système VSC-MTDC. Les valeurs des THD démontrent que les distorsions dans

les courants de ligne dans le cas de la commande par retour d'état linéarisant sont faibles et inférieures à 4%.

IV.2.4.2. Cas de déconnexion d'une ferme éolienne

Dans ce test, la déconnexion du deuxième terminal VSC2 est mise en œuvre à l'instant t = 1s. A ce temps, le premier terminal continu à injecter l'énergie produite par la première ferme éolienne dans le réseau VSC-MTDC.

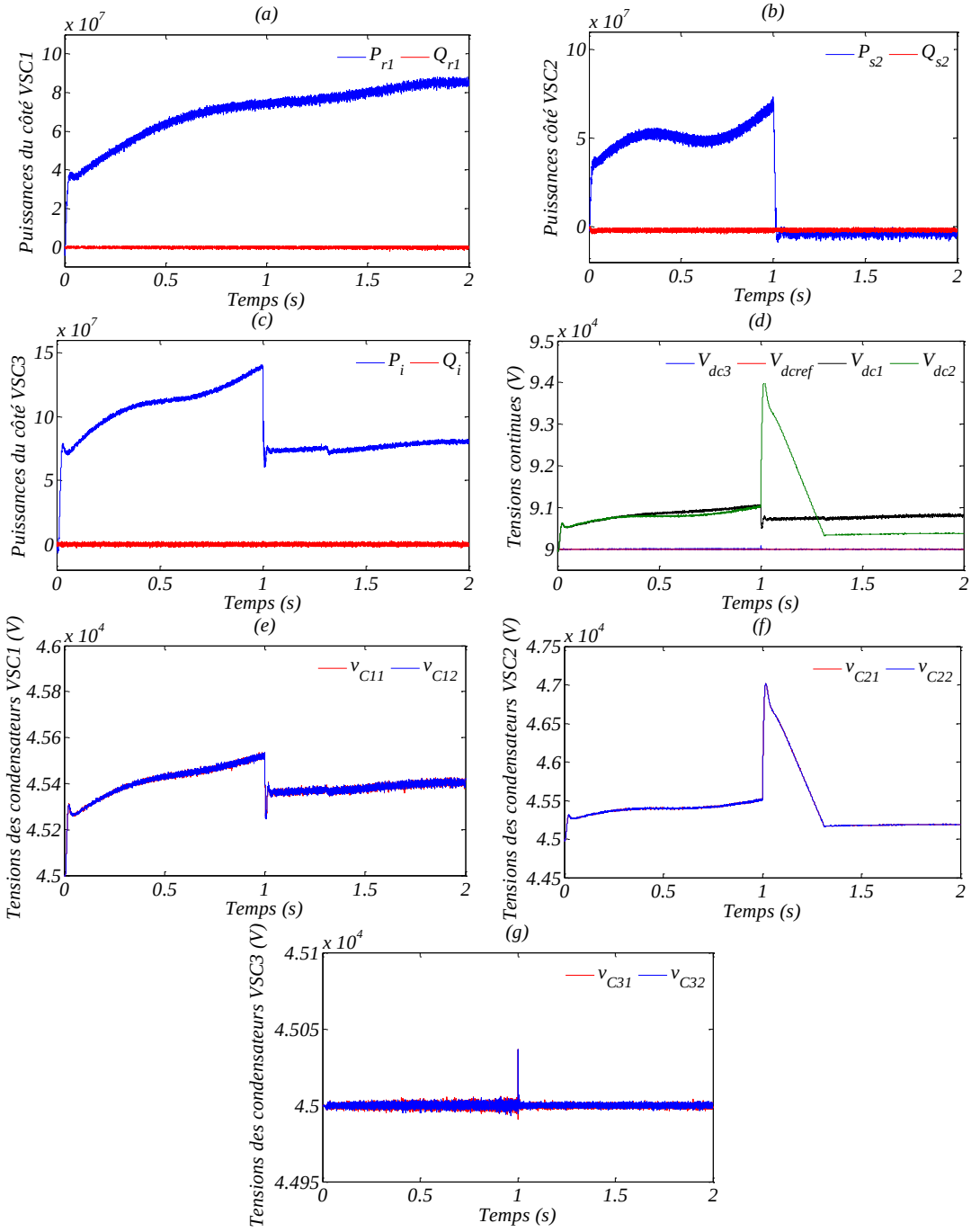

Figure (IV.4) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par retour d'état linéarisant d'un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores lors de la déconnexion du VSC2 : (a) puissances du côté VSC1, (b) puissances du côté VSC2, (c) puissances du côté VSC3, (d) tensions continues, (e) tensions des condensateurs du côté VSC1, (f) tensions des condensateurs du côté VSC2, (g) tensions des condensateurs du côté VSC3

La figure (IV.4) représente la réponse dynamique du système VSC-MTDC lors de la déconnexion du deuxième terminal. Les résultats de simulation montrent que le système est capable de maintenir sa stabilité durant la déconnexion et continu à fonctionner et transiter l'énergie produite par la première ferme éolienne au réseau AC. La déconnexion d'une ferme éolienne conduit forcement à une

diminution de la puissance injectée dans le réseau comme le montre la figure (IV.4.c). Concernant le bus DC, la tension continue du VSC2 subit une augmentation soudaine due à la déconnexion, tandis que le troisième terminal continu à contrôler sa tension continue à sa référence.

IV.3. Commande par backstepping

Depuis quelques années, beaucoup de progrès ont été faits dans le domaine de la commande des systèmes non linéaires. La technique du backstepping fait partie de ces nouvelles percées dans ce domaine [53] [137].

La commande par backstepping est une méthode systématique pour la conception de contrôle non linéaire; elle commence en définissant une fonction d'énergie qui intègre l'écart entre les sorties régulées du système et leurs références [31] [53] [138]. L'idée de base consiste à fragmenter le système entier de commande, qui est généralement multi-variable et d'ordre élevé en une cascade de sous-systèmes de commande du premier ordre [13] [137].

La technique exige plusieurs étapes, où à chaque étape du processus, une loi de commande intermédiaire (appelée également fonction stabilisante ou loi de contrôle virtuelle) est générée pour assurer la convergence du système vers son état d'équilibre [139]. Cela peut être atteint à partir des fonctions de *Lyapunov* qui assurent pas à pas la stabilisation de chaque étape de synthèse [140] [141]. Cette façon de procéder présente l'avantage d'assurer une stabilité globale asymptotique au système bouclé tout en garantissant des qualités de robustesse [31] [139].

Dans cette partie, une commande par backstepping combinée avec la technique DPC-SVM est appliquée pour améliorer les performances d'un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores. Le schéma de commande DPC-SVM-Backstepping est donné par les figures (IV.5) et (IV.6).

IV.3.1. Synthèse des régulateurs backstepping

Dans ce cas nous avons cinq sorties à réguler, la tension continue, les puissances actives et les puissances réactives des stations offshore et onshore. Pour réaliser cet objectif, il faut subdiviser le modèle du système VSC-MTDC dans le repère $\alpha\beta$ en cinq sous-systèmes.

- **Sous-système 1**

Le premier sous-système ayant la puissance active comme entrée, et la tension continue comme sortie est défini comme suit :

$$\begin{aligned} &\dot{\zeta}_1 = L_f h_1 + L_g h_1 u \\ &y_1 = h_1(x) = V_{dc3}, y_{1d} = V_{dcref} \end{aligned} \tag{IV.35}$$

Où :

$$\zeta_1 = V_{dc3}, u = P_{dc}, L_f h_1 = i_{dc3} / C_{eq3}, L_g h_1 = \frac{-1}{C_{eq3} V_{dc3}}$$

- **Sous-système 2**

Le deuxième sous-système est caractérisé par ses deux entrées $u_{r\alpha k}$, $u_{r\beta k}$ et une sortie P_{rk}. Il peut être mis sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} &\dot{\zeta}_{2k} = L_f h_{2k} + \bar{u}_{r\alpha k} \\ &y_{2k} = h_{2k}(x_{2k}) = P_{rk}, y_{2kd} = P_{rkref} \end{aligned} \tag{IV.36}$$

Où :

$$\zeta_{2k} = P_{rk}, \bar{u}_{r\alpha k} = \frac{-1}{L_{rk}}(v_{r\alpha k} v_{tr\alpha k} + v_{r\beta k} v_{tr\beta k})$$

$$L_f h_{2k} = \omega_{rk} Q_{rk} + \frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}} \gamma_{r\alpha k} + \frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}} \gamma_{r\beta k}$$

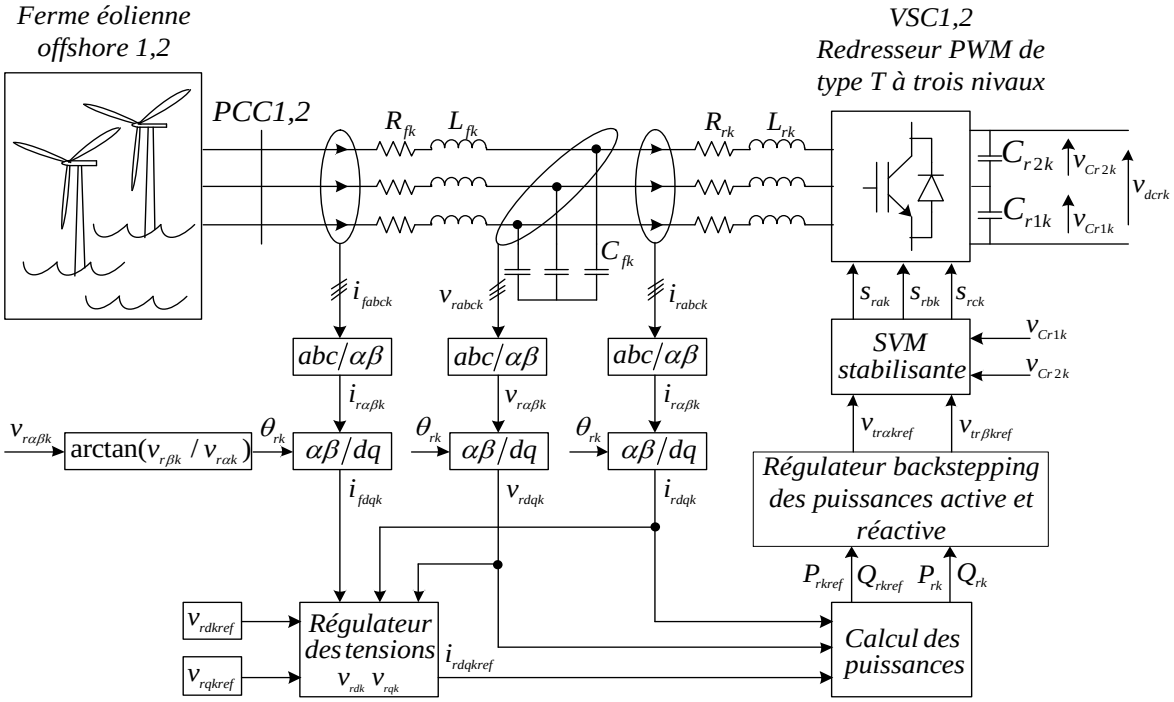

Figure (IV.5) : Schéma de la commande DPC-SVM-backstepping du redresseur d'un système VSC-MTDC raccordé à une ferme éolienne offshore

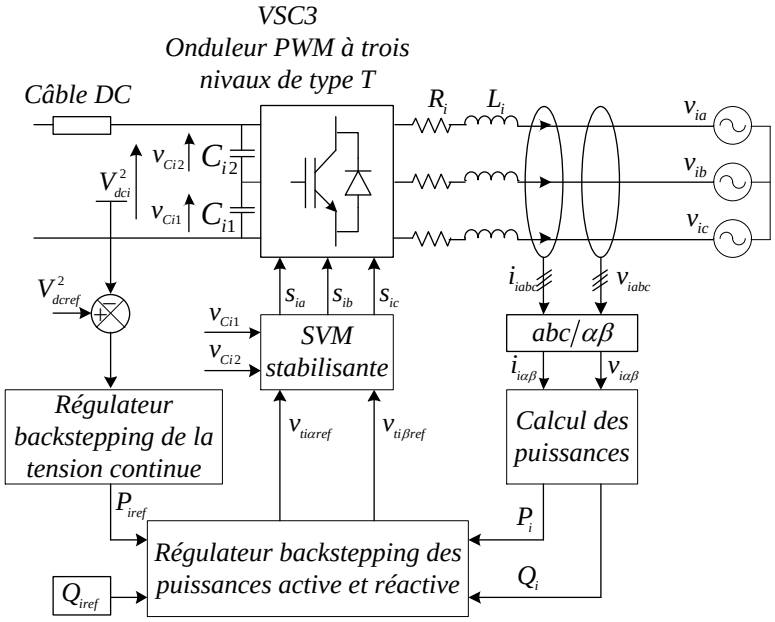

Figure (IV.6) : Schéma de la commande DPC-SVM-backstepping de l'onduleur d'un système VSC-MTDC

- **Sous-système 3**

Ce sous-système possède comme entrées les tensions $u_{r\alpha k}$, $u_{r\beta k}$ et comme sortie la puissance réactive Q_{rk}, Il vient donc :

$$\begin{aligned} \dot{\zeta}_{3k} &= L_f h_{3k} + \bar{u}_{r\beta k} \\ y_{3k} &= h_{3k}(x_{3k}) = Q_{rk}, y_{3kd} = Q_{rkref} \end{aligned} \qquad \text{(IV.37)}$$

Où :

$$\zeta_{3k} = Q_{rk}, \bar{u}_{r\beta k} = \frac{1}{L_{rk}}(v_{r\beta k} v_{tr\alpha k} - v_{r\alpha k} v_{tr\beta k})$$

$$L_f h_{3k} = -\omega_{rk} P_{rk} - \frac{v_{r\beta k}}{L_{rk}} \gamma_{r\alpha k} + \frac{v_{r\alpha k}}{L_{rk}} \gamma_{r\beta k}$$

- **Sous-système 4**

Il est caractérisé par ses deux entrées $u_{i\alpha}$, $u_{i\beta}$ et une sortie P_i. Il vient donc :

$$\begin{aligned} \dot{\zeta}_4 &= L_f h_4 + \bar{u}_{i\alpha} \\ y_4 &= h_4(x_i) = P_i, y_{4d} = P_{iref} \end{aligned} \quad \text{(IV.38)}$$

Où :

$$\zeta_4 = P_i, \bar{u}_{i\alpha} = \frac{1}{L_i}(v_{i\alpha} v_{ti\alpha} + v_{i\beta} v_{ti\beta})$$

$$L_f h_4 = \omega_{rk} Q_{rk} - \frac{v_{i\alpha}}{L_i} \gamma_{i\alpha} - \frac{v_{i\beta}}{L_i} \gamma_{i\beta}$$

- **Sous-système 5**

Ce sous-système possède comme entrées les tensions $u_{i\alpha}$, $u_{i\beta}$ et comme sortie la puissance réactive Q_i, Il peut être mis sous la forme :

$$\begin{aligned} \dot{\zeta}_5 &= L_f h_5 + \bar{u}_{i\beta} \\ y_5 &= h_5(x_i) = Q_i, y_{5d} = Q_{iref} \end{aligned} \quad \text{(IV.39)}$$

Où :

$$\zeta_5 = Q_i, \bar{u}_{i\beta} = \frac{1}{L_i}(-v_{i\beta} v_{ti\alpha} + v_{i\alpha} v_{ti\beta})$$

$$L_f h_5 = -\omega_i P_i + \frac{v_{i\beta}}{L_i} \gamma_{i\alpha} - \frac{v_{i\alpha}}{L_i} \gamma_{i\beta}$$

IV.3.2. Régulateur backstepping de la tension continue

Le premier sous-système est utilisé pour synthétiser le régulateur de la tension continue.

L'erreur du premier sous système est définie comme suit :

$$z_1 = \zeta_1 - y_{1d} \quad \text{(IV.40)}$$

L'équation dynamique de l'erreur est :

$$\dot{z}_1 = L_f h_1 + L_g h_1 u - \dot{y}_{1d} \quad \text{(IV.41)}$$

Pour étudier la stabilité du système, la fonction candidate de Lyapunov suivante est adoptée :

$$V_1 = \frac{1}{2} z_1^2 \quad \text{(IV.42)}$$

La dérivée temporelle de cette fonction nous donne :

$$\dot{V}_1 = z_1(L_f h_1 + L_g h_1 u - \dot{y}_{1d}) \quad \text{(IV.43)}$$

Pour assurer la stabilité, il faut choisir la loi de commande suivante :

$$u = \frac{-k_1 z_1 - L_f h_1 + \dot{y}_{1d}}{L_g h_1} \tag{IV.44}$$

Où k_1, est un gain positif qui détermine la dynamique en la boucle fermée.

IV.3.3. Régulateur backstepping des puissances

A l'aide des deuxièmes et troisièmes sous-systèmes, les régulateurs des puissances active et réactive du côté offshore sont synthétisés. Leurs sorties doivent suivre les trajectoires qu'on leurs impose P_{rkref} et Q_{rkref}.

La deuxième variable d'erreur du deuxième sous-système est définie par :

$$z_{2k} = \zeta_{2k} - y_{2kd} \tag{IV.45}$$

Sa dérivée est donc :

$$\dot{z}_{2k} = L_f h_{2k} + \bar{u}_{r\alpha k} - \dot{y}_{2kd} \tag{IV.46}$$

Pour un tel sous-système, nous choisissons d'abord la fonction de Lyapunov V_{2k} sous la forme quadratique suivante :

$$V_{2k} = \frac{1}{2} z_{2k}^2 \tag{IV.47}$$

Sa dérivée temporelle est donnée par :

$$\dot{V}_{2k} = z_{2k}(L_f h_{2k} + \bar{u}_{r\alpha k} - \dot{y}_{2kd}) \tag{IV.48}$$

Afin d'assurer la stabilité du deuxième sous système, il faut d'après Lyapunov, que $\dot{V}_{2k}$ soit négative. Pour cela on choisit $\dot{V}_{2k}$ sous la forme :

$$\bar{u}_{r\alpha k} = -k_{2k} z_{2k} - L_f h_{2k} + \dot{y}_{2kd} \tag{IV.49}$$

La troisième variable d'erreur est :

$$z_{3k} = \zeta_{3k} - y_{3kd} \tag{IV.50}$$

Et sa dérivée est donnée par :

$$\dot{z}_{3k} = L_f h_{3k} + \bar{u}_{r\beta k} - \dot{y}_{3kd} \tag{IV.51}$$

La fonction de Lyapunov est choisie comme :

$$V_{3k} = \frac{1}{2} z_{3k}^2 \tag{IV.52}$$

Cette dernière a pour dérivée :

$$\dot{V}_{3k} = z_{3k}(L_f h_{3k} + \bar{u}_{r\beta k} - \dot{y}_{3kd}) \tag{IV.53}$$

Pour rendre $\dot{V}_{3k} < 0$, on doit choisir :

$$\bar{u}_{r\beta k} = -k_{3k} z_{3k} - L_f h_{3k} + \dot{y}_{3kd} \tag{IV.54}$$

En résumé, les équations (IV.49) et (IV.54), représentent les lois de commande intermédiaires :

$$\begin{aligned} \bar{u}_{r\alpha k} &= -k_{2k} z_{2k} - L_f h_{2k} + \dot{y}_{2kd} \\ \bar{u}_{r\beta k} &= -k_{3k} z_{3k} - L_f h_{3k} + \dot{y}_{3kd} \end{aligned} \tag{IV.55}$$

Où $k_2 > 0$ et $k_2 > 0$, sont des paramètres constants.

D'autre part, nous avons également :

$$\begin{bmatrix} \bar{u}_{r\alpha k} \\ \bar{u}_{r\beta k} \end{bmatrix} = \frac{-1}{L_{rk}} \begin{bmatrix} v_{r\alpha k} & v_{r\beta k} \\ -v_{r\beta k} & v_{r\alpha k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{tr\alpha k} \\ v_{tr\beta k} \end{bmatrix} \tag{IV.56}$$

En utilisant l'équation (IV.56), les tensions de référence $v_{tr\alpha kref}$, $v_{tr\beta kref}$ sont calculées par :

$$\begin{bmatrix} v_{tr\alpha kref} \\ v_{tr\beta kref} \end{bmatrix} = \frac{L_{rk}}{v_{r\alpha k}^2 + v_{r\beta k}^2} \begin{bmatrix} -v_{r\alpha k} & v_{r\beta k} \\ -v_{r\beta k} & -v_{r\alpha k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{u}_{r\alpha k} \\ \bar{u}_{r\beta k} \end{bmatrix} \tag{IV.57}$$

En utilisant les quatrièmes et cinquièmes sous-systèmes, il est possible aussi de calculer les régulateurs des puissances active et réactive du côté onshore. Leurs sorties doivent suivre les trajectoires qu'on leurs impose P_{iref} et Q_{iref}.

On commence par le quatrième sous système, l'erreur de régulation est choisie comme suit :

$$z_4 = \zeta_4 - y_{4d} \tag{IV.58}$$

Ainsi sa dérivée est :

$$\dot{z}_4 = L_f h_4 + \bar{u}_{i\alpha} - \dot{y}_{4d} \tag{IV.59}$$

Pour un tel système, nous construisons d'abord la fonction de Lyapunov V_4 sous une forme quadratique.

$$V_4 = \frac{1}{2} z_4^2 \tag{IV.60}$$

La dérivée de V_4 est :

$$\dot{V}_4 = z_4 (L_f h_4 + \bar{u}_{i\alpha} - \dot{y}_{4d}) \tag{IV.61}$$

Pour rendre $\dot{V}_4 < 0$, on doit choisir :

$$\bar{u}_{i\alpha} = -k_4 z_4 - L_f h_4 + \dot{y}_{4d} \tag{IV.62}$$

Où, k_4 est une constante positive.

L'erreur de poursuite de la puissance réactive du cinquième sous système est défini par :

$$z_5 = \zeta_5 - y_{5d} \tag{IV.63}$$

Et sa dérivée est donnée par :

$$\dot{z}_5 = L_f h_5 + \bar{u}_{i\beta} - \dot{y}_{5d} \tag{IV.64}$$

La fonction de Lyapunov est choisie comme :

$$V_5 = \frac{1}{2} z_5^2 \tag{IV.65}$$

Sa dérivée est donc :

$$\dot{V}_5 = z_5 (L_f h_5 + \bar{u}_{i\beta} - \dot{y}_{5d}) \tag{IV.66}$$

Pour rendre $\dot{V}_5 < 0$, on doit choisir :

$$\bar{u}_{i\beta} = -k_5 z_5 - L_f h_5 + \dot{y}_{5d} \tag{IV.67}$$

Avec k_5 est une constante positive.

D'après les équations (IV.62) et (IV.67), les expressions des commandes intermédiaires sont données par l'équation (IV.68) :

$$\begin{aligned} \bar{u}_{i\alpha} &= -k_4 z_4 - L_f h_4 + \dot{y}_{4d} \\ \bar{u}_{i\beta} &= -k_5 z_5 - L_f h_5 + \dot{y}_{5d} \end{aligned} \tag{IV.68}$$

D'autre part, nous avons également :

$$\begin{bmatrix} \bar{u}_{i\alpha} \\ \bar{u}_{i\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{L_i} \begin{bmatrix} v_{i\alpha} & v_{i\beta} \\ -v_{i\beta} & v_{i\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ti\alpha ref} \\ v_{ti\beta ref} \end{bmatrix} \tag{IV.69}$$

Ceci conduit aux expressions des tensions de référence $v_{ti\alpha ref}$, $v_{ti\beta ref}$ suivantes :

$$\begin{bmatrix} v_{ti\alpha ref} \\ v_{ti\beta ref} \end{bmatrix} = \frac{L_i}{v_{i\alpha}^2 + v_{i\alpha}^2} \begin{bmatrix} v_{i\alpha} & -v_{i\beta} \\ v_{i\beta} & v_{i\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{u}_{i\alpha} \\ \bar{u}_{i\beta} \end{bmatrix} \tag{IV.70}$$

IV.3.4. Résultats de simulation

Dans cette section, la simulation de la commande DPC-SVM-Backstepping d'un système de transmission VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores de 50 éoliennes chacune sera présentée. Les paramètres adoptés pour les régulateurs backstepping sont données dans le tableau (IV.2).

Tableau (IV.2) : Paramètres des régulateurs

	Gains des régulateurs	Valeurs
Régulateurs PI	Gains des régulateurs de vitesse des fermes éoliennes $k_{i\Omega}$, $k_{p\Omega}$	17.28e9, 43.2e7
	Gains des régulateurs des courants du côté redresseur de la ferme éolienne k_i, k_p	1274.21, 2.83
	Gains des régulateurs de la tension continue de la ferme éolienne k_{iDC}, k_{pDC}	25, 1
	Gains des régulateurs des puissances du côté onduleur de la ferme éolienne k_{iPQ}, k_{pPQ}	22.63, 0.0056
	Gains des régulateurs des tensions alternatives du VSC-MTDC k_{iAC}, k_{pAC}	0.2, 0.004
Régulateurs backstepping	Gains des régulateurs des puissances du côté redresseur du VSC-MTDC k_{2k}, k_{3k}	48000, 120000
	Gains des régulateurs de la tension continue du VSC-MTDC k_1	2000
	Gains des régulateurs des puissances du côté onduleur du VSC-MTDC k_4, k_5	48000, 120000

IV.3.4.1. Cas de profil de vent variable

Ce premier test vise à analyser le comportement du système de transmission VSC-HVDC multiterminaux raccordé à deux fermes éoliennes offshores soumises à des vitesses de vent équivalentes différentes.

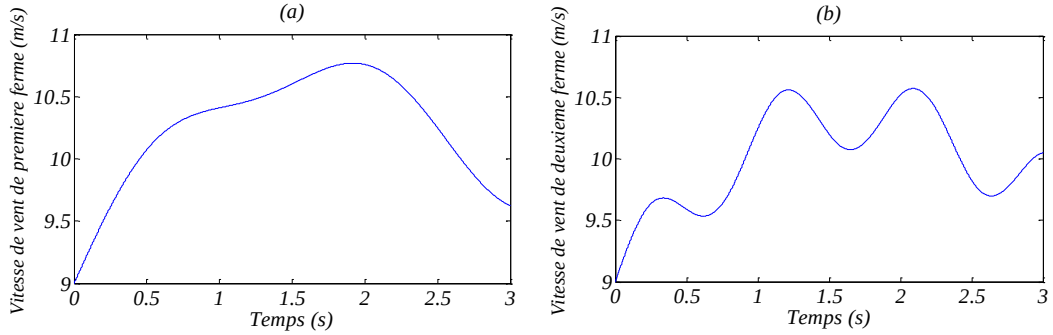

Figure (IV.7) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par backstepping du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores : (a) vitesse équivalente du vent de la première ferme éolienne offshore, (b) vitesse équivalente du vent de la deuxième ferme éolienne offshore

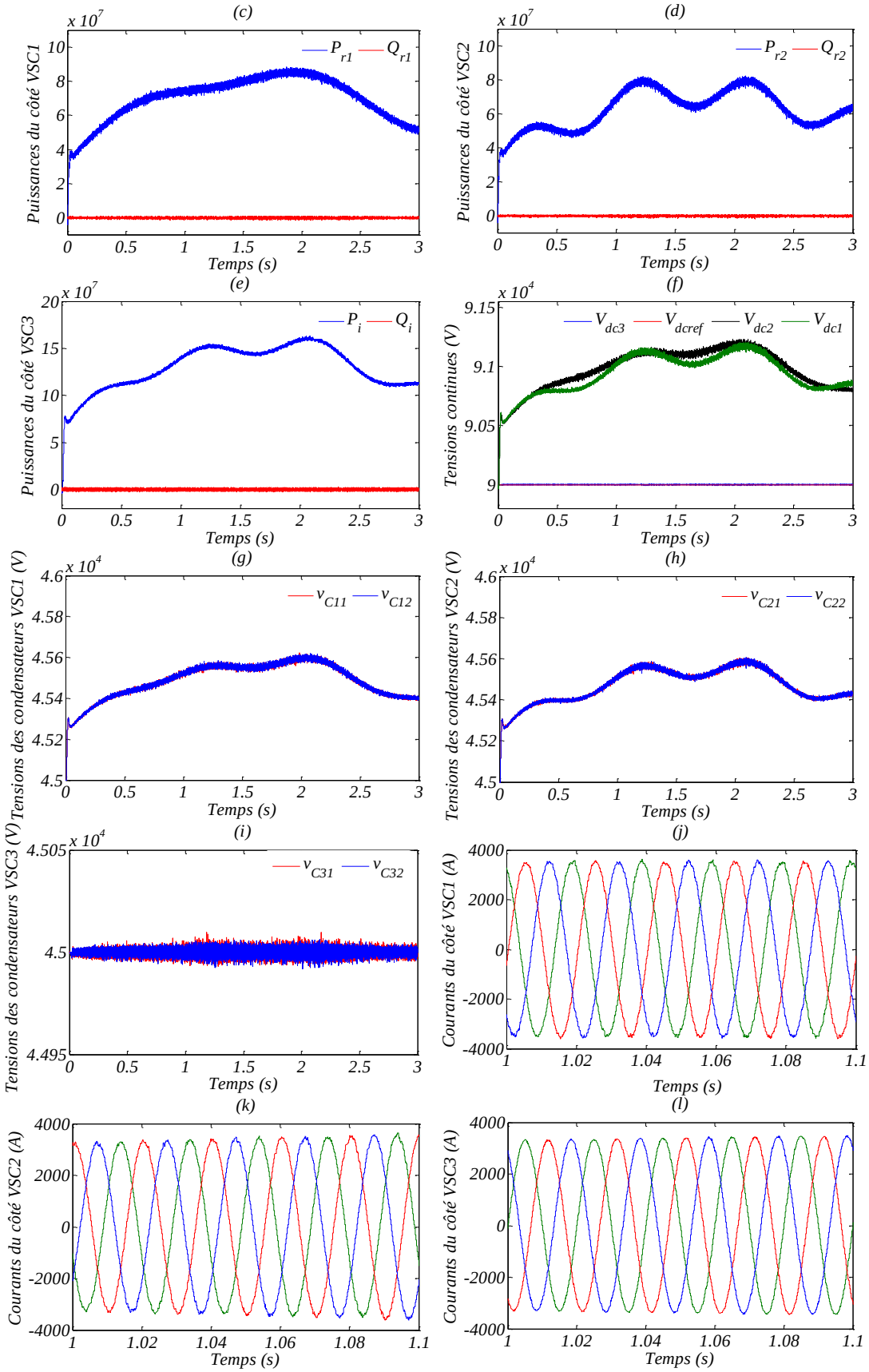

Figure (IV.7) (suite) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par backstepping du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores : (c) puissances du côté VSC1, (d) puissances du côté VSC2, (e) puissances du côté VSC3, (f) tensions continues, (g) tensions des condensateurs du côté VSC1, (h) tensions des condensateurs du côté VSC2, (i) tensions des condensateurs du côté VSC3, (j) courants alternatifs du côté VSC1, (k) courants alternatifs du côté VSC2, (l) courants alternatifs du côté VSC3

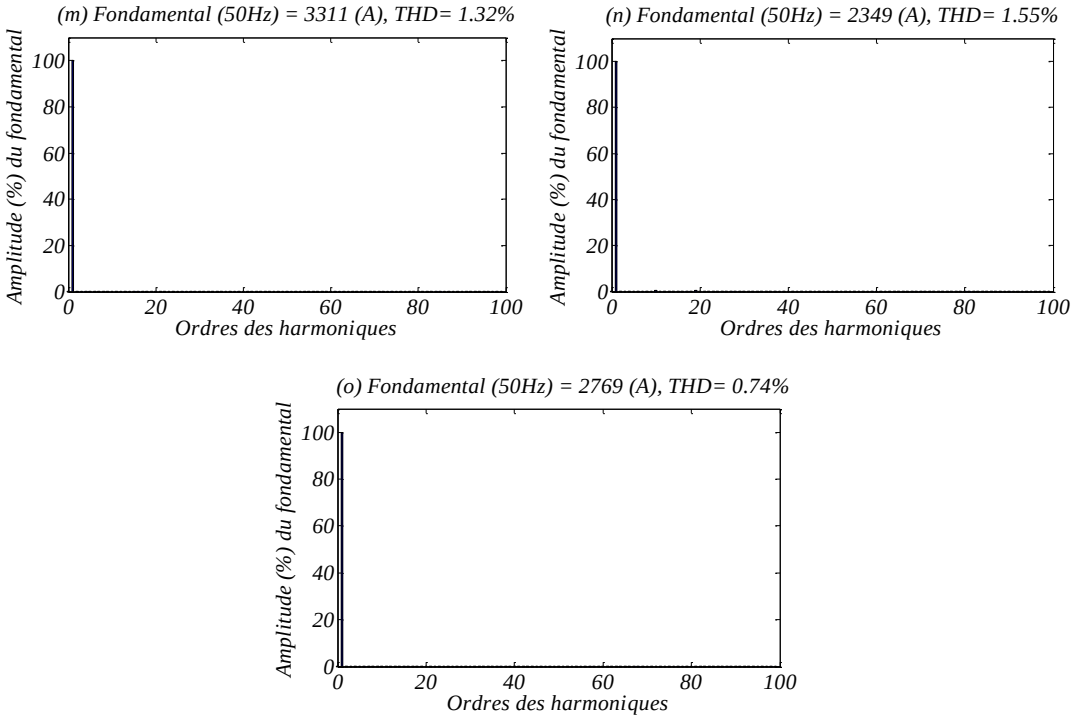

Figure (IV.7) (suite) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par backstepping du système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores : (m) spectre harmonique des courants du côté VSC1, (n) spectre harmonique des courants du côté VSC2, (o) spectre harmonique des courants du côté VSC3

A partir des résultats de simulation de la figure (IV.7), on peut remarquer que les fermes éoliennes offshores produisent des puissances actives ayant en moyenne les mêmes allures que celles des profils de vent appliqués. Ces puissances sont injectées dans le réseau DC par les deux stations offshores puis la station VSC3 est responsable d'injecter les deux puissances reçues dans le réseau AC. Dans ce sens, la technique de contrôle proposée présente une bonne transmission de la puissance active. Par ailleurs, les puissances réactives des trois terminaux sont régulées d'une manière à atteindre des facteurs de puissance unitaires.

Concernant le bus DC, la tension continue de la station onshore se stabilise à sa valeur de référence et les stratégies SVM multiniveaux stabilisantes assurent, à leurs tours, l'équilibrage des tensions des condensateurs au niveau toutes les stations.

Finalement selon les figures (IV.7.j, k et l), nous remarquons que les courants alternatifs des trois stations ont une forme sinusoïdale avec de faibles taux de distorsion harmoniques.

IV.3.4.2. Cas de déconnexion d'une ferme éolienne

Dans ce test, la déconnexion du deuxième terminal VSC2 est mise en œuvre à l'instant t = 1s, tandis que le premier terminal continue à injecter l'énergie produite par la ferme éolienne du premier terminal dans le réseau VSC-MTDC. A noter que les deux fermes éoliennes offshores sont soumises à des profiles de vent différents et les stations de conversion sont contrôlées afin d'assurer un fonctionnement à facture de puissance unitaire.

Avant la déconnexion, le système fonctionne en mode nominal où les deux fermes éoliennes injectent les mêmes puissances dans le réseau MTDC; ces deux puissances ont les mêmes allures que leurs profils de vent. Puis la station VSC3 transfère la somme des deux puissances vers le réseau AC. Après la déconnexion, la technique de contrôle proposée maintien la tension continue de la station VSC3 à sa valeur de référence. Elle assure ainsi une transmission adéquate de la puissance générée par la station VSC1 vers le réseau MTDC. A partir de ces résultats, on peut constater que la technique DPC-SVM-Backstepping est capable de surpasser les effets de la déconnexion.

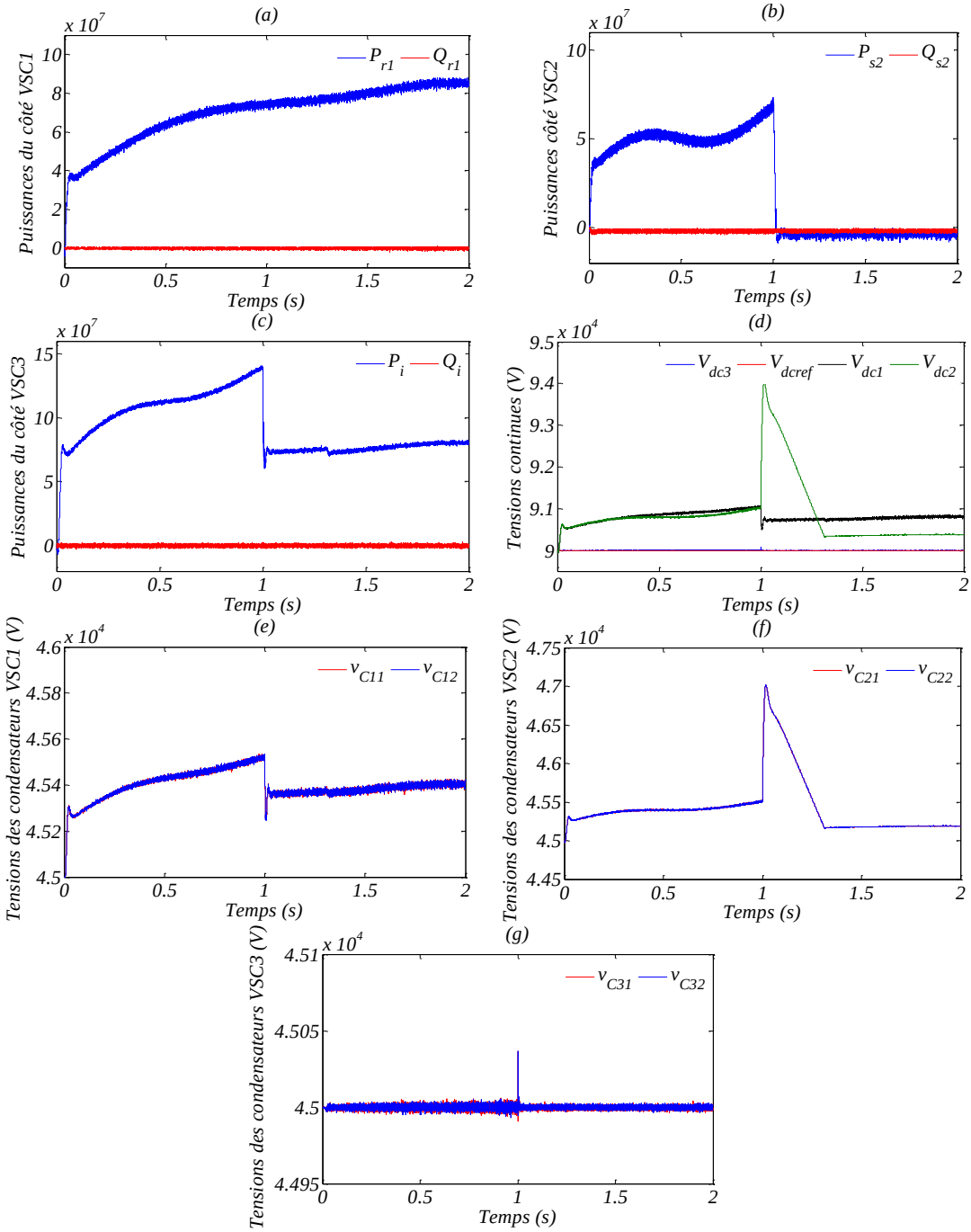

Figure (IV.8) : Résultats de simulation de la commande DPC-SVM par backstepping d'un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores lors de la déconnexion du VSC2 : (a) puissances du côté VSC1, (b) puissances du côté VSC2, (c) puissances du côté VSC3, (d) tensions continues, (e) tensions des condensateurs du côté VSC1, (f) tensions des condensateurs du côté VSC2, (g) tensions des condensateurs du côté VSC3

IV.4. Etude comparative

La figure (IV.9) montre les valeurs du THD obtenues en régime permanent pour les commandes DPC-SVM par régulateur PI conventionnel, DPC-SVM par retour d'état linéarisant et DPC-SVM par backstepping. Les techniques de commande non linéaires donnent des valeurs de THD inférieures à ceux obtenues par le régulateur PI.

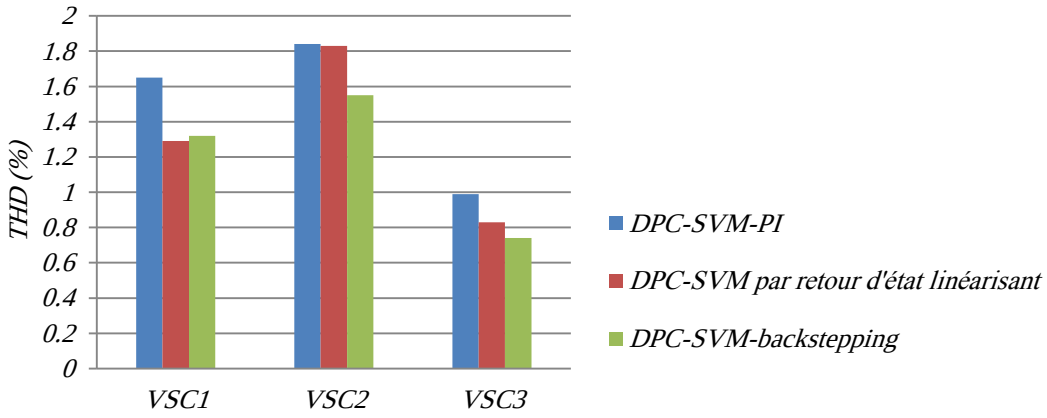

Figure (IV.9) : Valeurs du THD pour les commandes résultant de l'association de la technique DPC-SVM avec des régulateurs PI, par retour d'état linéarisant et par backstepping appliquées à un système VSC-MTDC

En outre, les deux commandes DPC-SVM par retour d'état linéarisant et par backstepping ont permis d'obtenir des réponses dynamiques rapides avec de faible temps de réponse que ceux obtenues par un régulateur PI conventionnel comme le témoigne la figure (IV.10). La figure (IV.11) présente les ondulations des puissances actives des trois terminaux, il est clair que les commandes non linéaires améliorent les réponses des puissances actives en réduisant leurs ondulations. Au cours de ces tests, les performances des commandes par backstepping et par retour d'état linéarisant comparées à celles obtenues par le PI traditionnel sont satisfaisantes et efficace pour les systèmes de transmission VSC-MTDC.

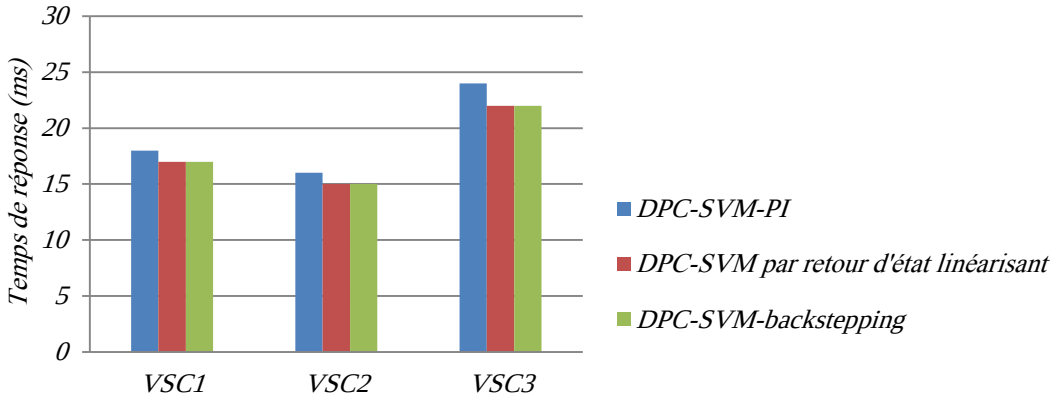

Figure (IV.10) : Valeurs des temps de réponse des commandes résultant de l'association de la technique DPC-SVM avec les régulateurs PI, par retour d'état linéarisant et par backstepping appliquées à un système VSC-MTDC

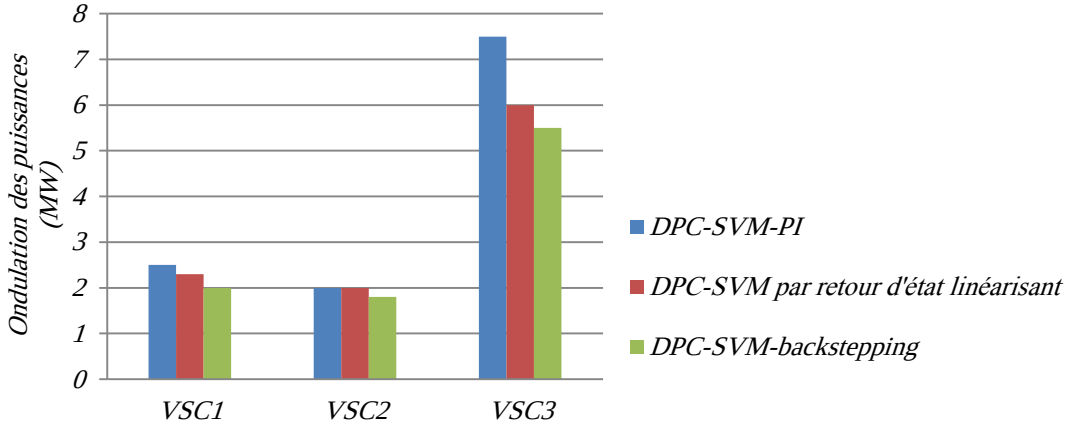

Figure (IV.11) : Valeurs d'ondulations des puissances actives des trois terminaux pour les commandes résultant de l'association de la technique DPC-SVM avec les régulateurs PI, retour d'état linéarisant et backstepping appliquées à un système VSC-MTDC

IV.5. Conclusion

Dans ce chapitre, deux commandes non linéaires ont été développées dans le but d'assurer la stabilisation du système VSC-HVDC multi-terminal à trois niveaux de type T et améliorer ses réponses dynamiques. La première approche consiste à associer la commande non linéaire par retour d'état linéarisant avec la technique DPC-SVM. Tandis que la deuxième approche consiste à combiner la même technique DPC-SVM avec la commande par backstepping.

À travers les résultats de simulation obtenus, nous constatons que ces deux stratégies de commande conduisent à une amélioration des performances du système par rapport à la commande PI, et également, à un meilleur contrôle des puissances actives et réactives tout en assurant un facteur de puissance unitaire. De plus, la dynamique de la tension de bus DC a été bien régulée selon la dynamique désirée et l'équilibrage des tensions des condensateurs sont efficacement réalisés dans différentes conditions de fonctionnement.

Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse s'inscrit dans le cadre de l'amélioration de la qualité de transport d'énergie électrique des fermes éoliennes offshores à travers un réseau de transport VSC-MTDC à trois niveaux de type T. Afin d'atteindre cet objectif de recherche, plusieurs stratégies de contrôle direct de puissance basées sur des régulateurs linéaires et non linéaires ont été proposées pour contrôler les convertisseurs du système VSC-MTDC.

Nous avons abordé dans un premier temps une analyse des systèmes de production basés sur l'énergie éolienne offshore. Dans ce contexte un état de l'art des systèmes de conversion d'énergie éolienne est présenté dans le premier chapitre. Outre de l'état de l'art présenté, nous avons donné également une idée sur les différentes architectures du réseau de raccordement interne utilisé dans les fermes éoliennes offshores. Dans une deuxième partie, une modélisation complète d'une ferme éolienne offshore a été réalisée. Cette modélisation se démarque principalement par la modélisation de la partie mécanique qui fait appel aux calculs aérodynamiques pour déterminer les relations liant la vitesse du vent, le couple et la vitesse de l'hélice. Tout cela a été conçu autour d'une PMSG. En plus, le modèle équivalent du parc éolien équipé d'éoliennes PMSG est proposé afin de simuler le comportement des grandes fermes. Au lieu d'utiliser le modèle complet du parc éolien où toutes les éoliennes sont modélisées, l'idée est d'agréger les différentes éoliennes dans une éolienne équivalente avec une puissance rééchelonnée. Cette éolienne équivalente reçoit un vent équivalent à celui des éoliennes agrégées. Cette approche permet d'obtenir une approximation adéquate de la réponse collective du parc éolien pendant les simulations dynamiques du système de production d'énergie.

L'efficacité du modèle équivalent pour représenter la réponse collective du parc éolien a été démontrée à travers des résultats de simulations effectuées avec une réduction importante de la complexité du modèle et du temps de calcul. A partir de ces résultats, on peut conclure que l'éolienne équivalente soumise à un vent équivalent est capable de représenter le comportement moyen des éoliennes agrégées avec des vents différents. Le modèle agrégé est beaucoup plus représentatif lorsqu'il s'agit de modéliser un parc éolien placé sur un terrain topographiquement simple où des groupes d'éoliennes sont exposés à des vents similaires, ce qui est le cas généralement pour les parcs offshores.

Le deuxième chapitre est consacré au réseau de transport HVDC point à point multiniveaux. Dans ce optique, la mise au point de la technologie multiniveaux dans le contexte VSC-HVDC a constitué un progrès technologique fort intéressant qui a permis d'offrir plus de degrés de liberté aux systèmes de commande dans le but d'assurer les performances désirées. Nous nous sommes orientés vers les convertisseurs à trois niveaux de type T puisqu'ils ont l'avantage d'une structure simple capable d'être comparée aux autres structures multiniveaux. Les résultats de simulation sous divers scénarios ont prouvé l'efficacité du système VSC-HVDC point à point à trois niveaux de type T en termes de :

- Réglage précis et indépendant des puissances active et réactive;
- Réglage de la tension continue;
- Stabilisation et équilibrage des tensions des condensateurs du bus continu;
- Réduction du contenu harmonique des courants alternatifs de chaque station de conversion.

Le troisième chapitre traite un système VSC-MTDC raccordé à deux fermes éoliennes offshores. Les méthodologies de contrôle des systèmes VSC-MTDC ont été discutées en détail dans ce chapitre, en mettant l'accent sur la modélisation et du contrôle hiérarchique du VSC-MTDC. Pour le côté onshore, le contrôle externe de la tension continue du réseau MTDC, basé sur la structure de contrôle maitre/esclave, a été proposé; il peut fournir un bon degré de fiabilité et de stabilité au système VSC-MTDC. En outre, un filtre LCL est introduit dans le côté offshore en raison de ses avantages en termes de taille et de poids des éléments passifs et de l'atténuation efficace des harmoniques de commutation. Cependant, son incorporation dans un système VSC-MTDC nécessite le contrôle des tensions alternatives du point de raccordement. Une analyse par simulation est présentée pour démontrer l'efficacité du système de commande basé sur l'approche VOC avec des régulateurs classiques de type PI. La deuxième partie de ce chapitre se concentre sur la technique de commande DPC. Deux stratégies de commande du système VSC-MTDC basées sur la commande directe de puissance ont été proposées; il s'agit de la commande DPC-SVM et la commande DPC-SVM prédictive. Les méthodes susmentionnées ont été simulées et évaluées puis comparées sur la base du taux de distorsion harmonique des courants des convertisseurs, du niveau des ondulations et du temps de réponse des puissances actives. Les résultats de simulation ont démontré l'excellente performance des commandes DPC-SVM et DPC-SVM prédictive. En effet, ces deux commandes offrent une amélioration significative, par rapport à la commande VOC, des réponses des puissances actives et réactives, les tensions continues ainsi que les valeurs du THD des courants de ligne.

Deux structures de commandes DPC non linéaires ont été développées dans le quatrième chapitre en vue d'améliorer le comportement dynamique du système VSC-MTDC connecté à deux fermes éoliennes offshores. La première approche, basée sur la technique de commande par retour d'état linéarisant, a permis la synthèse d'une loi de commande DPC-SVM non linéaire stabilisante pour les réseaux de transport MTDC à base de VSCs. Tandis que, la deuxième stratégie consiste en la conception d'une commande DPC-SVM par backstepping assurant une amélioration des performances et la robustesse du système VSC-MTDC. Les résultats de simulation montrent que la commande du système VSC-MTDC par ces deux méthodes apporte des améliorations remarquables par rapport au régulateur PI classique. La commande par backstepping offre de bonnes performances statiques et dynamiques qui restent en moyenne très proches à celle données par la commande par retour d'état linéarisant.

Enfin comme perspectives, nous envisageons d'étendre les travaux de cette thèse sur divers axes à savoir :

- Réalisation d'une plateforme expérimentale permettant l'implémentation pratique et l'expérimentation des approches de commande proposées ;
- Application d'autres approches de commandes non linéaires et intelligentes capables de surpassées les limitations des régulateurs classiques;
- Etude des systèmes VSC-MTDC à base de convertisseurs modulaires multiniveaux (modular multilevel converter MMC);
- Développement de commandes tolérantes aux défauts aptes d'augmenter la fiabilité des stations de production.

Annexe A

Paramètres du système

A.1 Paramètres du générateur éolien

Tableau (A.1) : Paramètres de la chaîne de conversion éolienne

Paramètres	Valeurs
Vitesse du vent nominal V_{w_nom}	9 m/s
Rayon de la pale R_t	39 m
Masse volumique de l'air ρ	1.225 kg/m^3
Vitesse réduite optimale λ_{opt}	7.954
Coefficient de puissance optimale C_{p_max}	0.411
Puissance nominale P_n	2 MW
Inductances statoriques sur les axes d-q $L_d = L_q$	1.5731 mH
Résistance statorique R_g	0.821mΩ
Flux des aimants permanents Ψ_f	0.58264 Wb
Nombre de paires de pôles p	52
Inertie totale J	6.3 10^6 kgm^2
Tension continue de référence V_{DCref}	15 kV
Capacité du condensateur C_{DC}	1 mF
Inductance du filtre de ligne L_s	1 mH

A.2 Paramètres du système VSC-HVDC

Tableau (A.2): Paramètres du système VSC-HVDC point à point

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale $S_{r,i}$	100 MW
Valeur efficace de la tension de réseau $v_{r,ieff}$	14.14kV
Fréquences des réseaux f_r, f_i	60, 50 Hz
Résistance du réacteur de phase $R_{r,i}$	0.2 Ω
Inductance du réacteur de phase $L_{r,i}$	6 mH
Tension continue de référence V_{dcref}	90 kV
Capacités$C_{r,idc1,2}$	3 mF
Résistance de ligne, R_l	0.01 Ω/km
Inductance de ligne, L_l	0.012 mH/km
Capacité de ligne, C_l	0.66 µF/km

A.3 Paramètres du filtre LCL

Tableau (A.3): Paramètres du filtre LCL

Paramètres	Valeurs
Résistances du filtre, R_f,R_r	0 Ω
Inductances du filtre, L_f,L_r	6, 12 mH
Capacité du filtre, C_f	15 µF

Annexe B
Conception du filtre LCL

B.1. Modèle mathématique du filtre LCL

La figure (B.1) présente la représentation monophasée équivalente du circuit de puissance d'un filtre LCL. Selon cette figure, les équations du filtre LCL sont les suivantes :

$$\begin{aligned} L_f \frac{di_f}{dt} &= v_{PCC} - v_r - R_f i_f \\ L_r \frac{di_r}{dt} &= v_r - v_{tr} - R_r i_r \\ C_f \frac{dv_r}{dt} &= i_C = i_f - i_r \end{aligned} \tag{B.1}$$

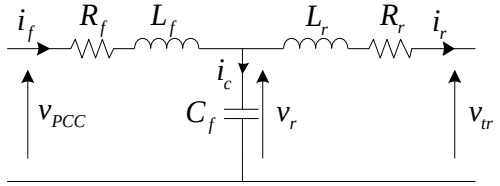

Figure (B.1): Schéma monofilaire du filtre LCL

La fonction de transfert du filtre LCL est exprimée par l'équation suivante :

$$\frac{i_r}{v_{PCC}} = \frac{1}{C_f L_f L_r s^3 + s(L_r + L_f)} \tag{B.2}$$

La fréquence de résonance du filtre LCL (qui correspond à une impédance nulle) est donnée par :

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi}\sqrt{\frac{L_f + L_r}{C_f L_f L_r}} \tag{B.3}$$

B.2. Condition sur la fréquence de résonance

La fréquence de résonance doit être supérieure à 10 fois la fréquence du réseau f_{PCC} et inférieure à la moitié de la fréquence de commutation f_c [142]. Par conséquent, afin d'éviter les problèmes de résonance dus aux grandes variations d'impédance du PCC et aux erreurs de valeur du condensateur, il est nécessaire de vérifier l'équation suivante [124]:

$$10 f_{PCC} \le f_{res\min} \le f_{res} \le f_{res\max} \le f_e / 2 \tag{B.4}$$

B.3. Conception de l'inductance L_r

L'inducteur côté convertisseur est spécialement conçu pour réduire l'ondulation du courant du convertisseur dans le pire des cas. L'inductance côté convertisseur est calculée en fonction de l'ondulation maximale du courant souhaitable Δi_{Lmax} par [122]:

$$L_{r\min} = \frac{V_{dc}}{6 f_{PCC} \Delta i_{Lmax}} \tag{B.5}$$

B.4. Conception de la Capacité C_f

Le condensateur de filtrage est conçu pour que sa consommation de puissance réactive soit inférieure à 1% de la puissance nominale P_n, comme indiqué dans l'équation (B.6) [127]. Dans cette équation, p_c est un facteur positif choisi généralement égal ou inférieur à 5% [122] [123] [142]. La valeur maximale du condensateur de filtrage peut être exprimée par:

$$C_{f\max} = p_C \frac{P_n}{2\pi f_{PCC} v_{PCC}} \tag{B.6}$$

Il convient de noter que lorsque la valeur du condensateur est trop basse, les valeurs de l'inductance doivent être trop élevées. Pour cette raison, il est recommandé de commencer avec une valeur de condensateur égale à la moitié de la valeur maximale [142].

B.5. Conception de l'inductance L_f

L'inducteur côté PCC est conçu de manière à limiter les harmoniques de courant du PCC conformément aux normes. La relation entre les inductances côté convertisseur et PCC est donnée par l'équation [124]:

$$L_f = a\, L_r \tag{B.7}$$

Où

$$0 \le a \le a_{\max}$$

$$a_{\max} = \frac{L_{T\max}}{L_r} - 1$$

$$L_{T\max} = (L_r + L_f)_{\max} = 10\% \frac{v_{PCC}}{2\pi f_{PCC} P_n}$$

La relation entre le courant du convertisseur et le courant du PCC à la fréquence de commutation est représentée par le taux d'atténuation des harmoniques δ défini par:

$$\delta = \left|\frac{i_f}{i_r}\right| = \frac{1}{\left|1 + a(1 - L_r C_f \omega_r^2)\right|} \tag{B.8}$$

La solution positive de l'équation (B.8) est donnée par l'équation (B.9):

$$a = \frac{1+\delta}{\delta a_1} \tag{B.9}$$

Où $a_1 = L_r C_f \omega_r^2 - 1$. Sur la base de (B.7), (B.8) et (B.9), l'inductance côté PCC peut être exprimée comme suit:

$$L_f = \frac{L_r(1+\delta)}{\delta a_1} \tag{B.10}$$

Références

[1] P. Rault, "Dynamic modeling and control of multi-terminal HVDC grids," Thèse de Doctorat, École Centrale de Lille, Mars 2014.

[2] O. Dahmani, "Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore," Thèse de Doctorat, Université Nantes Angers Le Mans, Nov. 2014.

[3] F. Kendouli, "Centrale éolienne et qualité de l'énergie électrique," Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri Constantine, 2012.

[4] M. Mayouf, "Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents," Mémoire de Magister, Université de Batna, Fév. 2008.

[5] A. Abdelli, "Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive," Thèse de Doctorat, L'institut national polytechnique de Toulouse, 2007.

[6] M. T. Latreche, "Commande floue de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) utilisée dans un système éolien," Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas de Setif, Jun. 2012.

[7] A. B. Attya, and T. Hartkopf, " Wind farms dispatching to manage the activation of frequency support algorithms embedded in connected wind turbines," Electrical Power and Energy Systems, vol. 53, pp. 923-936, 2013.

[8] S. Bellarbi, " Estimation technico-économique de la production d'électricité par voie éolienne, intégrée aux réseaux interconnectés de transport électrique," Thèse de Doctorat, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2015.

[9] 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, Université du Québec, Oct. 2016.

[10] M. A. Badr, A. M. Atallah, and M. A. Bayoumi, "Comparison between aggregation techniques for PMSG wind farm," Energy Procedia, vol. 74, pp. 1162-1173, Août 2015.

[11] J. I. Marvik, and H. G. Svendsen, "Analysis of grid faults in offshore wind farm with HVDC connection, " Energy Procedia, vol. 35, pp. 81-90, 2013.

[12] M. Raza, M. A. Peñalba, and O. G. Bellmunt, "Short circuit analysis of an offshore AC network having multiple grid forming VSC-HVDC links," Electrical Power and Energy Systems, vol. 102, pp. 364-380, 2018.

[13] A. Reguig Berra, S. Barkat, and M. Bouzidi, "Virtual flux direct power-backstepping control of 5-level T-type multiterminal VSC-HVDC system, " Int. Trans. Electr. Energ. Syst.

[14] J. Khazaei, P. Idowu, A. Asrari, A. B. Shafaye, and L. Piyasinghe, "Review of HVDC control in weak AC grids," Electric Power Systems Research, vol. 162, pp. 194-206, 2018.

[15] A. Egea-Alvarez, M. Aragües-Penalba, E. Prieto-Araujo, and O. Gomis-Bellmunt, "Power reduction coordinated scheme for wind power plants connected with VSC-HVDC," Renewable Energy, vol. 107, pp. 1-13, July 2017.

[16] B. Yang, L. Jiang, T. Yu, H. C. Shu, C. K. Zhang, W. Yao, and Q. H. Wu, "Passive control design for multi-terminal VSC-HVDC systems via energy shaping," Electrical Power and Energy Systems, vol. 98, pp. 496-508, June 2018.

[17] M. Amin, "Small-signal sability characterization of interaction phenomena between HVDC system and wind farms," PhD Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, June 2017.

[18] C. Gavriluta, I. Candela, C. Citroa, A. Luna, and P. Rodriguez, "Design considerations for primary control in multi-terminal VSC-HVDC grids," Electric Power Systems Research, vol. 122, pp. 33-41, May 2015.

[19] H. S. Ramadan, H. Siguerdidjane, M. Petit, and R. Kaczmarek, "Performance enhancement and robustness assessment of VSC-HVDC transmission systems controllers under uncertainties," Electrical Power and Energy Systems, vol. 35, no. 1, pp. 34-46, February 2012.

[20] X. Tang, and D. D. C. Lu, "Enhancement of voltage quality in a passive network supplied by a VSC-HVDC transmission under disturbances," Electrical Power and Energy Systems, vol. 54, pp. 45-54, January 2014.

[21] G. D. Wang, R. J. Wai, and Y. Liao, "Design of backstepping power control for grid-side converter of voltage source converter-based high voltage dc wind power generation system," IET Renewable Power Generation, vol. 7, no. 2, pp. 118-133, March 2013.

[22] C. Dierckxsens, K. Srivastava, M. Reza, S. Cole, J. Beerten, and R. Belmans, "A distributed DC voltage control method for VSC MTDC systems," Electric Power Systems Research, vol. 82, no. 1, pp. 54-58, January 2012.

[23] N. R. Chaudhuri and B. Chaudhuri, "Adaptive droop control for effective power sharing in multi-terminal DC (MTDC) Grids," IEEE Transaction Power Systems, vol. 28, no. 1, pp. 21-29, Feb. 2013.

[24] G. Xydis, "Comparison study between a renewable energy supply system and a super grid for achieving 100% from renewable energy sources in Islands," Int. J. Electr. Power Energy Syst. vol. 46, pp.198-210, 2013.

[25] A. S. Abdel-Khalik, A. E. B. Abu-Elanien, A. A. Elserougi, S. Ahmed, and A. M. Massoud, "A droop control design for multiterminal HVDC of offshore wind farms with three-wire bipolar transmission lines," IEEE Trans. on power systems, vol. 31, no. 2, pp. 1546 -1556, march 2016.

[26] M. Chaves, E. Margato, J. Fernando Silva, S. F. Pinto, and J. Santana, "HVDC transmission systems: bipolar back-to-back diode clamped multilevel converter with fast optimum-predictive control and capacitor balancing strategy," Electric Power Systems Research, vol. 81, pp. 1436-1445, 2011.

[27] Fernão Pires, V. João Fialho, and J. Fernando Silva, "HVDC transmission system using multilevel power converters based on dual three-phase two-level inverters," Int. J. Electr. Power Energy Syst. vol. 65, pp. 191-200, 2015.

[28] F. Martinez-Rodrigo, S. de Pablo, and L. C. Herrero-de Lucas, "Current control of a modular multilevel converter for HVDC applications," Renew. Energy. vol. 83, pp. 318-331, 2015.

[29] M. Saeedifard, R. Iravani and J. Pou, "A space vector modulation strategy for a back-to-back five-level HVDC converter system," IEEE Trans. Ind. Electron. vol. 56, no. 2, pp. 425-466, Feb. 2009.

[30] M. Saeedifard, R. Iravani, and J. Pou, "Analysis and control of DC capacitor-voltage-drift phenomenon of a passive front-end five-level converter," IEEE Trans. Ind. Electrn. vol. 54, no. 6, pp. 3255-3266, Dec. 2007.
[31] M. Bouzidi, S. Bouafia, A. Bouzidi, A. Benaissa, and S. Barkat, "Application of backstepping to the virtual flux direct power control of five-level three-phase shunt active power filter," Int. J. Power. Electron. Drive Syst. vol. 4, no. 2, pp.173-191, 2014.
[32] I. Colak, E. Kabalci, and R. Bayindir, "Review of multilevel voltage source inverter topologies and control schemes," Energy Conversion and Management. vol. 52, no. 2, pp. 1114-1128, Feb. 2011.
[33] B. A. Welchko, M. B. de Rossiter Correa, and T. A. Lipo, "A three-level MOSFET inverter for low-power drives," IEEE Trans. on Ind. Electron. vol. 51, no. 3, pp. 669-674, June 2004.
[34] K. S. Gayathri Devi, S. Arun, and C. Sreeja, "Comparative study on different five-level inverter topologies," Int. J. Electr. Power & Energy Syst. vol. 63, pp. 363-372, Déc. 2014.
[35] H. A. Saad, "Modélisation et simulation d'une liaison HVDC de type VSC-MMC," Thèse de Doctorat, Université de Montréal, Mars 2015.
[36] J. S. Lee, and K. B. Lee, "An open-switch fault detection method and tolerance controls based on SVM in a grid connected T-type rectifier with unity power factor," IEEE Trans. Ind. Electron. vol. 61, no. 12, pp. 7092-7104, 2014.
[37] M. Schweizer, I. Lizama, T. Friedli, and J. W. Kolar, "Comparison of the chip area usage of 2-level and 3-level voltage source converter topologies," 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2010), Phoenix, USA, Nov. 2010.
[38] C. Guo, Z. Yin, C. Zhao, and R. Iravani, "Small-signal dynamics of hybrid LCC-VSC HVDC systems," Electrical Power and Energy Systems, vol. 98, pp. 362-372, 2018.
[39] A.V. Jouanne, S. Dai, and H. Zhang, "A multilevel inverter approach providing dc-link balancing through enhancement, and common-mode voltage elimination," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 49, no. 4, pp. 739-745, Aug. 2002.
[40] M. Bouzidi, "Stratégies de contrôle direct de puissance associées à des commandes non linéaire d'un filtre actif parallèle multiniveaux, " Mémoire de Magister, Université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes, 2012.
[41] M. Saeedifard, "Space vector modulation of multi-level and multi-module converters for high power applications," PhD. thesis, University of Toronto. 2008.
[42] M. Malinowski, M. Jasinski, and M. P. Kazmierkowski, "Simple direct power control of three-phase PWM rectifier using space vector modulation (DPC-SVM)," IEEE Trans. Ind. Electron, vol. 51, no. 2, pp. 447-454, April 2004.
[43] M. Malinowski, "Sensorless control strategies for three-Phase PWM rectifiers, " PhD. thesis, Electrical Engineering Institute of Control and Industrial Electronics, Warsaw University of Technology, Warsaw, 2001.
[44] P. Antoniewicz, and M. P. Kazmierkowski, "Virtual-flux-based predictive direct power control of ac/dc converters with online inductance estimation," IEEE Trans. on Industrial Electr. vol. 55, no. 12, pp. 4381-4390, Dec. 2008.
[45] S. Bouafia, A. Benaissa, M. Bouzidi, and S. Barkat, "Sliding mode control of three levels back-to-back VSC-HVDC system using space vector modulation," International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS), vol. 4, no. 2, pp. 265-273, June 2014.
[46] M. Ahmed, M. A. Ebrahim, H. S. Ramadan, and M. Becherif, "Optimal genetic-sliding mode control of VSC-HVDC transmission systems," Energy Procedia, vol. 74, pp. 1048-1060, 2015.
[47] G. Tang, Z. Xu, H. Dong, and Q. Xu, "Sliding mode robust control based active-power modulation of multi-terminal HVDC transmissions," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 2, pp. 1614-1623, march 2016.
[48] N. Nayak, S. K. Routray, and P. K. Rout, "State feedback robust h∞ controller for transient stability enhancement of VSC-HVDC transmission systems," Procedia Technology, vol. 4, pp. 652-660, 2012.
[49] P. K. Dash, A. Routray, and S. Mishra, "A neural network based feedback linearising controller for HVDC links," Electric Power Systems Research, vol. 50, pp. 125-132, 1999.
[50] K. Meah and S. Ula, "Investigation on fuzzy logic-based self-tuning current controller applications in HVDC links, " IEEE Region 5 Technical Conference.
[51] R. Eriksson, V. Knazkins, and L. Söder, "Coordinated control of multiple HVDC links using input-output exact linearization," Electric Power Systems Research, vol. 80, pp. 1406-1412, 2010.
[52] R. Eriksson and L. Söder, "On the coordinated control of multiple HVDC links using input-output exact linearization in large power systems," Electrical Power and Energy Systems, vol. 43, pp. 118-125, 2012.
[53] G. D. Wang, R. J. Wai, and Y. Liao, "Design of backstepping power control for grid-side converter of voltage source converter-based high-voltage dc wind power generation system," IET Renew. Power Gener. vol. 7, no. 2, pp. 118-133, 2013.
[54] S. Bouafia, A. Benaissa, M. Bouzidi, and S. Barkat, "Backstepping Control of Three-Levels VSC Based Back-To-Back HVDC System," Proceedings of the 3rd International Conference on Systems and Control, Algiers, Algeria, October 29-31, 2013.
[55] Si-Ye Ruan, Guo-Jie Li, Xiao-Hong Jiao, Yuan-Zhang Sun, and T.T. Lie, "Adaptive control design for VSC-HVDC systems based on backstepping method," Electric Power Systems Research, vol. 77, pp. 559-565, 2007.
[56] S. Hamech, "Etude et commande d'une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents," Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Jun. 2013.
[57] A. Korompili, Q. Wu, and H. Zhao, "Review of VSC HVDC connection for offshore wind power integration," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 59, pp. 1405-1414, 2016.
[58] A. Lebsir, "Performances comparées de machines synchrones à aimants permanents et à réluctance variable associées à une chaine de conversion d'énergie renouvelable, " Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri Constantine, May. 2016.
[59] M. Mayouf, "Étude comparative des architectures et stratégies de contrôle d'un aérogénérateur synchrone à aimants permanents, " Thèse de Doctorat, Université de Batna, Avr. 2014.
[60] Rapport annuel de World Wind Energy Association, fin 2017.

[61] Wind in power 2017. Annual combined onshore and offshore wind energy statistics Published February 2018, Wind Europe.
[62] Rapport annuel de Global Wind Energy Council, fin 2017.
[63] Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, Mars 2011.
[64] Equilibres, La lettre de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, N 12, Mars 2011.
[65] G. Quinonez-Varela, G. W. Ault, O. Anaya-Lara, and J. R. McDonald, "Electrical collector system options for large offshore wind farms," IET Renewable Power Generation, vol. 1, no. 2, pp. 107-114, Jun. 2007.
[66] B. Franken, H. Breder, M. Dahlgren, and E. K. Nielsen, "Collection grid topologies for off-shore wind parks," IEEE-CIRED 2005-18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.
[67] H. J. Bahirat, B. A. Mork, and H. K. Hoidalen, "Comparison of wind farm topologies for offshore applications," IEEE-Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, Jul. 2012.
[68] S. Lundberg, "Wind farm configuration and energy efficiency studies-series DC versus AC layouts," PhD. Thesis, Chalmers University of Technology, Goteborg, 2006.
[69] L. Max, "Design and control of a DC collection grid for a wind farm," PhD. Thesis, Chalmers University of Technology, Sweden, 2009.
[70] T. Ackermann, "Wind power in power systems, " Wiley, 2005.
[71] C. Meyer, M. Hoing, A. Peterson, and R. W. De Doncker, "Control and design of DC grids for offshore wind farms," IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 43, no. 6, pp. 1475-1482, Nov.-Dec. 2007.
[72] L. H. Hansen, P. H. Madsen, F. Blaabjerg, H. C. Christensen, U. Lindhard and K. Eskildsen, "Generators and power electronics technology for wind turbines," 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON '01), vol.3, pp. 2000-2005, Denver, USA, 29 Nov. -2 Dec., 2001.
[73] A. B. Attya, O. Anaya-Lara, P. Ledesma and H. G. Svendsen, "Fulfilment of grid code obligations by large offshore wind farms clusters connected via HVDC corridors," Energy Procedia, vol. 94, pp. 20-28, Sep. 2016.
[74] H. A. Mohammadpour, A. Ghaderi, H. Mohammadpour, and E. Santi, "SSR damping in wind farms using observed-state feedback control of DFIG converters," Electric Power Systems Research, vol. 123, pp. 57-66, Jun. 2015.
[75] I. Zubia, X. Ostolaza, A. Susperregui, and G. Tapia, "Complete wind farm electromagnetic transient modeling for grid integration studies," Energy Conversion and Management, vol. 50, pp. 600-610, 2009.
[76] L. M. Fernandez, F. Jurado, and J. R. Saenz, "Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines," Renewable Energy, vol. 33, pp. 129-140, 2008.
[77] T. S. Abuaisha, "General study of the control principles and dynamic fault behaviour of variable-speed wind turbine and wind farm generic models," Renewable Energy, vol. 68, pp. 245-254, 2014.
[78] A. Mitra and D. Chatterjee, "A sensitivity based approach to assess the impacts of integration of variable speed wind farms on the transient stability of power systems," Renewable Energy, vol. 60, pp. 662-671, Dec. 2013.
[79] S. M. Muyeen, H. M. Hasanien, and A. Al-Durra, "Transient stability enhancement of wind farms connected to a multi-machine power system by using an adaptive ANN-controlled SMES," Energy Conversion and Management, vol. 78, pp. 412-420, Fev. 2014.
[80] L. M. Fernández, C.A. García, J. R. Saenz, and F. Jurado, "Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbines and equivalent winds," Energy Conversion and Management, vol. 50, pp. 691-704, 2009.
[81] M. Garcıa-Gracia, M. P. Comech, J. Sallan, and A. Llombart, "Modelling wind farms for grid disturbance studies," Renewable Energy, vol. 33, pp. 2109-2121, 2008.
[82] A. Gaillard, "Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service, " Thèse de Doctorat, Nancy Université, Avr. 2010.
[83] L. Abdelhamid, "Contribution à l'étude des performances des générateurs électromagnétiques utilisés dans les systèmes éoliens, " Mémoire de Magister, Université de Batna, 2008.
[84] 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," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 46, no. 1, pp. 331-339, 2010.
[85] F. Valenciaga and P. F. Puleston, "High-order sliding control for a wind energy conversion system based on a permanent magnet synchronous generator," IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 23, no. 3, pp. 860-867, Sept. 2008.
[86] J. R. D´Derlée, "Control strategies for offshore wind farms based on PMSG wind turbines and HVdc connection with uncontrolled rectifier," PhD thesis, Universitat Politècnica de València, Spain, Jun. 2013.
[87] T. T. N. Vu, "Étude des phénomènes de charges d'espace dans des matériaux de câbles et câbles modèles destinés à des applications au transport d'énergie en Haute Tension Continue (HVDC)," Thèse de Doctorat, Université Toulouse III-Paul Sabatier, Jui. 2014.
[88] D. Elliott, K. R. W. Bell, S. J. Finney, R. Adapa, C. Brozio, J. Yu, and K. Hussain, "Comparison of AC and HVDC options for the connection of offshore wind generation in Great Britain," IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 31, no. 2, pp. 798-809, April 2016.
[89] F. D. Bianchi and J. L. Domínguez-García, "Coordinated frequency control using MT-HVDC grids with wind power plants," IEEE Trans. on Sustainable Energy, vol. 7, no. 1, pp. 213-220, January 2016.
[90] K. Meah and A. H. M. S. Ula, "A self-coordinating adaptive control scheme for HVDC transmission systems," Electric Power Systems Research, vol. 79, no. 11, pp. 1593-1603, Nov. 2009.
[91] L. Teppoz, "Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC. Stabilité - Contrôle des perturbations," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, Septembre 2005.
[92] Y. Pipelzadeh, "Coordination of damping control in transmission networks with HVDC links," PhD thesis, Imperial College, London, May 2012.
[93] M. Schweizer and J. W. Kolar, "Design and implementation of a highly efficient three-level T-type converter for low-voltage applications," IEEE Trans. Power Electron. vol. 28, no. 2, pp. 899-907, 2013.
[94] G. H. Aghdam, "Optimised active harmonic elimination technique for three-level T-type inverters," IET Power Electron. vol. 6, no. 3, pp. 425-433, 2013.

[95] P. Alemi, Y. C. Jeung, and D. C. Lee, "DC-link capacitance minimization in T-type three-level AC/DC/AC PWM converters," IEEE Trans. Ind. Electron. vol. 62, no. 3, pp. 1382-1391, 2015.
[96] A. H. Domínguez, A. H. Escobar and R. A. Gallego, "An MILP model for the static transmission expansion planning problem including HVAC/HVDC links, security constraints and power losses with a reduced search space," Electric Power Systems Research, vol. 143, pp. 611-623, February 2017.
[97] Y. Hao, Q. Wang, Y. Li, and W. Song, "An intelligent algorithm for fault location on VSC-HVDC system," Electrical Power and Energy Systems, vol. 94, pp. 116-123, 2018.
[98] L. M. Castro, and E. Acha, "A new method to assess the contribution of VSC-HVDC connected wind farms to the primary frequency control of power networks," Electric Power Systems Research, vol. 154, pp. 48-58, 2018.
[99] S. Bouafia, "Commandes non linéaire d'un système VSC-HDVC multiniveaux à configuration back-to-back," Mémoire de Magister, Université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes, 2013.
[100] E. Pierri, O. Binder, N. G. A. Hemdan and M. Kurrat, "Challenges and opportunities for a European HVDC grid," Renewable and Sustainable Energy Reviews. vol. 70, pp. 427-456, 2017.
[101] R. Poole, "Technical and economic analysis of connecting nuclear generation to the national electricity transmission system via HVDC technology," PhD Thesis, University of Hertfordshire, April 2016.
[102] M. I. Daoud, A. M. Massoud, A. S. Abdel-Khalik, A. Elserougi, and S. Ahmed, "A flywheel energy storage system for fault ride through support of grid-connected VSC HVDC-based offshore wind farms," IEEE Trans. on Power Syst. vol. 31, no. 3, pp. 1671-1680, May 2016.
[103] J. Cao, W. Du, and H. F. Wang, "An improved corrective security constrained OPF for meshed AC/DC grids with multi-terminal VSC-HVDC," IEEE Trans. on Power Systems, vol. 31, no. 1, pp. 485-495, January 2016.
[104] S. Khan and S. Bhowmick, "A novel power-flow model of multi-terminal VSC-HVDC systems," Electric Power Systems Research, vol. 133, pp. 219-227, April 2016.
[105] A. Kalair, N. Abas, and N. Khan, "Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews. vol. 59, pp.1653-1675, June 2016.
[106] C. Du, "VSC-HVDC for industrial power systems," PhD Thesis, Chalmers University of Technology, Goteborg, 2007.
[107] M. Ayari, "Approches d'analyse et de commande non linéaire de systèmes de transport HVDC," Thèse de Doctorat, École Nationale Supérieure d'Ingénieurs de Tunis, 2017.
[108] S. Poullain, F. Heliodore, A. Henni, J. L. Thomas and E. Courbon, "Modelling of the dynamic characteristics of the DC line for VSC transmission scheme," Seventh International Conference on AC DC Power Transmission. pp. 305-310, London UK, 28-30 November 2001.
[109] F. L. Pagola, I. J. Perez-Arriaga, and G. C. Verghese, "On sensitivities, residues and participations: Applications to oscillatory stability analysis and control," IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, no.1, pp. 278-285, Feb. 1989.
[110] R. T. Pinto, S. F. Rodrigues, P. Bauer, and J. Pierik, "Comparison of direct voltage control methods of multi-terminal dc (MTDC) networks through modular dynamic models," In Proceedings of the 14th European Conference on Power Electronics and Applications, Aug. 2011.
[111] A. E. B. Abu-Elanien, A. S. Abdel-Khalik, A. M. Massoud, and S. Ahmed, "A non-communication based protection algorithm for multi-terminal HVDC grids," Electric Power Systems Research, vol. 144, pp. 41-51, March 2017.
[112] A. Reguig Berra, S. Barkat, and M. Bouzidi, "Virtual flux DPC of three-level multi-terminal VSC-HVDC system using backstepping controller," 4th International Conference on Electrical Engineering (ICEE2015), Boumerdes, Algeria, December 13th-15th, 2015.
[113] A. Reguig Berra, S. Barkat, and M. Bouzidi, "Virtual flux predictive direct power control of three-level multi-terminal VSC-HVDC transmission system," 8th International Conference on Modelling, identification and Control (ICMIC2016), Médéa and Algiers, Algeria, November 15th-17th, 2016.
[114] S. Khan and S. Bhowmick, "Generalized power flow models for VSC based multi-terminal HVDC systems," Electrical Power and Energy Systems, vol. 82, pp 67-75, Nov. 2016.
[115] M. A. Rahoui, "Techniques avancées pour la commande et l'observation d'un redresseur MLI," Thèse de Doctorat, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Juin 2017.
[116] D. Kong, "Advanced HVDC systems for renewable energy integration and power transmission: modelling and control for power system transient stability," PhD Thesis, University of Birmingham, June 2013.
[117] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions, " IEEE Trans. on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, August 2004.
[118] M. P. Bahrman and B. K. Johnson, "The ABCs of HVDC transmission technologies," IEEE Power and Energy Mag, vol. 5, no. 2, pp. 32-44, March 2007.
[119] M. Davies, M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann, and D. Soerangr, "HVDC PLUS-basics and principle of operation," Siemens Energy Sector, Technical article, August, 2008.
[120] F. Akhter, "Secure optimal operation and control of integrated AC/MTDC meshed grids, " PhD Thesis, University of Edinburgh, 2015.
[121] A. Houari, H. Renaudineau, J. P. Martin, S. Pierfederici, and F. Meibody-Tabar, "Flatness based control of three-phase inverter with output LC filter," IEEE Trans Ind Electron, vol. 59, 2890-2897, July 2012.
[122] R. Pena-Alzola, M. Liserre, F. Blaabjerg, M. Ordonez, and Y. Yang, "LCL-filter design for robust active damping in grid-connected converters," IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 10, no. 4, pp. 2192-2203. Nov. 2014.
[123] V. A. Lacerda, D. V. Coury, and R. M. Monaro, "LCL filter design for VSC-HVDC systems supplying passive grids," Electric Power Systems Research, vol. 152, pp. 160-167, 2017.
[124] C. C. Gomes, A. F. Cupertino, and H. A. Pereira, "Damping techniques for grid-connected voltage source converters based on LCL filter: An overview," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 81, pp. 116-135, 2018.
[125] Y. G. Gao, F. Y. Jiang, JC. Song, L. J. Zheng, F. Y. Tian, and P. L. Geng, "A novel dual closed-loop control scheme based on repetitive control for grid-connected inverters with an LCL filter," ISA Transactions, vol. 74, pp. 194-208, 2018.

[126] H. Cha and K. T. Vu, "Comparative analysis of low-pass output filter for single-phase grid-connected photovoltaic inverter," In: Proceedings of the IEEE appl. power electron. conf. expo. pp. 1659-1665. 2010.
[127] A. Reznik, M. G. Simões, A. Al-Durra, and S. M. Muyeen, "LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid connected Systems," IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 50 , no. 2, pp. 1225-1232, March 2014.
[128] H. Bransæter, L. Kocewiak, A. R. Ardal, and E. Tedeschi, "Passive Filter Design and Offshore Wind Turbine Modelling for System Level Harmonic Studies," Energy Procedia, vol. 80, pp. 401-410, 2015.
[129] M. Liserre, F. Blaabjerg, and S. Hansen, "Design and Control of an LCL-Based Three-Phase Active Rectifier," IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 41, no. 5, pp. 1281-1291, Oct. 2005.
[130] A. M. Bouzid, "Elaboration d'une méthode de contrôle pour améliorer la robustesse d'un micro réseau électrique," Thèse de Doctorat, Université du Québec, Juillet 2017.
[131] A. Bouafia and J. P. Gaubert, "Techniques de commande prédictive et floue du redresseur à MLI : redresseur à MLI de tension à absorption de courant sinusoïdal et facteur de puissance unitaire," Editions universitaire européennes, Fév. 2012.
[132] P. Cortés, M. P. Kazmierkowski, R. M. Kennel, D. E. Quevedo, and J. Rodriguez, "Predictive control in power electronics and drives," IEEE Trans. Ind. Electron. vol. 55, no. 12, pp. 4312-4324, Dec. 2008.
[133] X. Zhang, Y. Wang, C. Yu, L. Guo, and R. Cao, "Hysteresis model predictive control for high-power grid-connected inverters with output LCL filter," IEEE Trans. Ind. Electron. vol. 63, no. 1, pp. 246-256, Jan. 2016.
[134] Y. A. R. I. Mohamed and R. Seethapathy, "Robest line-voltage sensorless control and synchronization of LCL-filtered distributed generation inverters for high power quality grid connection," IEEE Trans. Power Electron. vol. 27, no. 1, pp. 87-98, Jan. 2012.
[135] A. Bouafia, J. P. Gaubert, and F. Krim, "Predictive direct power control of three-phase PWM rectifier using space-vector modulation (SVM)," IEEE Trans. Power Electron. vol. 25, no. 1, pp. 228-236, Jan. 2010.
[136] A. Benaissa, M. Bouzidi and S. Barkat, "Application of feedback linearization to the virtual flax direct power control of three-level three-phase shunt active power filter," Intr. Review on Modeling and Simulations, vol. 5, no. 3, pp. 1128-1140, 2012.
[137] M. Loucif, "Etude compare des différentes techniques de commande de la machine asynchrone," Thèse de Doctorat, Université Badji Mokhtar d'Annaba, 2016.
[138] A. Benheniche, "Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur," Thèse de Doctorat, Université Aboubakr Belkaïd de Tlemcen, 2016.
[139] E. Duraffourg, "Commande non linéaire en présence de modes souples applications aérospatiales," Thèse de Doctorat, Institut Supérieur de l'Aéronautique et de l'Espace (ISAE), Université de Toulouse, 2014.
[140] S. Y. Ruan, G. J. Li, L. Peng, Y. Z. Sun, and T. T. Lie, "A nonlinear control for enhancing HVDC light transmission system stability," Electrical Power and Energy Systems, vol. 29, pp. 565-570, 2007.
[141] Naghmash, H. Armghan, I. Ahmad, A. Armghan, S. Khan, and M. Arsalan, "Backstepping based non-linear control for maximum power point tracking in photovoltaic system," Solar Energy, vol. 159, pp. 134-141, 2018.
[142] M. B. S. Romdhane, M. W. Naouar, I. S. Belkhodja, and E. Monmasson, "An improved LCL filter design in order to ensure stability without damping and despite large grid impedance variations," Energies, vol. 336, no. 10, pp. 1-19, 2017.

Résumé:

L'objectif principal de cette thèse s'inscrit dans le cadre d'amélioration des performances des réseaux de transmission à courant continu haute tension (HVDC) raccordés à des fermes éoliennes offshores. Au début, ce travail dresse un bref état d'art sur l'énergie éolienne tout en passant par l'indispensable phase de modélisation du système éolien à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents (PMSG) offshore à vitesse variable. L'étude du comportement de cette dernière passe nécessairement par le concept d'agrégation de ses nombreuses éoliennes en une éolienne équivalente. Par la suite, la question de transport de l'énergie produite par les fermes éoliennes offshores est prise en charge en faisant appel à la technologie des systèmes HVDC multiterminaux (MTDC) où une structure radiale basée sur des convertisseurs de tension (VSC) à trois niveaux de type T a été adoptée. La suite des travaux ont été portés sur la connexion de deux fermes éoliennes offshores au réseau onshore via un système VSC-MTDC. De multiples techniques de contrôle (VOC, DPC et PDPC) basées sur la modulation vectorielle multiniveaux ont été développées et validées. Enfin, afin de booster les performances du système de transmission d'énergie, deux techniques de commande non linéaires associées avec la DPC sont proposées. Il s'agit principalement de la commande par retour d'état linéarisant et la commande par backstepping. Les méthodes résultantes ont prouvés leur efficacité en termes de diminution du taux de distorsion harmonique, amélioration des temps de réponse et élimination des dépassements.

Mots clés: Ferme éolienne offshore, Transmission à haute tension en courant continu (HVDC), HVDC Multiterminaux, Convertisseur à trois niveaux de type T, Commande par orientation de la tension, Commande directe de puissance, Commande par retour d'état linéarisant, Commande par backstepping.

Abstract:

The main objective of this thesis is to improve the performance of high voltage direct current (HVDC) transmission grids connected to offshore wind farms. At first, this work draws up a brief state of art on wind energy while going through the indispensable modeling phase of the wind system based on a variable speed synchronous permanent magnet synchronous generator (PMSG). The study of the behavior of wind farm necessarily involves the concept of aggregation of its many wind turbines into an equivalent wind turbine. Subsequently, the issue of transporting the energy produced by offshore wind farms is considered using the technology of multi-terminal HVDC systems (MTDC), where a radial structure based on T-type three-level voltage converters (VSC) was adopted. Further work has been focused on connecting two offshore wind farms to the onshore grid via a VSC-MTDC system. Multiple control techniques (VOC, DPC and PDPC) based on multilevel vector modulation have been developed and validated. Finally, in order to boost the performances of the energy transmission system, two non-linear control techniques associated to the DPC are proposed. It is a question mainly of the state feedback linearization control and backstepping control. The resulting methods have proven their effectiveness in terms of reducing the harmonic distortion rate, improving response times and eliminating overshoots.

Key words: Offshore wind farm, High voltage direct current transmission (HVDC), Multi-terminal HVDC, Three-level T-type converter, Voltage orientation control, Direct power control, State feedback Linearization control, Backstepping control.

ملخص:

الهدف الرئيسي من هذه الأطروحة هو تحسين أداء شبكات نقل التيار المستمر العالي الجهد (HVDC) المتصلة بمزارع الرياح البحرية. في بداياته يرسم هذا العمل بطاقة فنية مختصرة عن طاقة الرياح مرورا بمرحلة النمذجة التي لا غنى عنها لنظام الرياح المبني على أساس مولد متزامن متغير السرعة ذو مغناط دائمة (PMSG). تنطوي دراسة سلوك مزرعة الرياح بالضرورة على مفهوم تجميع تربينات الرياح العديدة في توربين رياح مكافئ. بعد ذلك تم النظر في مسألة نقل الطاقة التي تنتجها مزارع الرياح البحرية باستخدام تقنية أنظمة HVDC متعددة الأطراف (MTDC)، حيث تم تبني بنية شعاعية تعتمد على محولات الجهد من نوع T ثلاثية المستويات (VSC). وقد تركز ما تبقي من هذا العمل على ربط مزرعتين للرياح البحرية بالشبكة البرية عبر نظام VSC-MTDC. إذ تم تطوير والتحقق من تقنيات تحكم متعددة (VOC، DPC و PDPC) مبنية على أساس التعديل الشعاعي متعدد المستويات. وأخيراً، من أجل تعزيز أداء نظام نقل الطاقة، تم اقتراح تقنيتان غير خطيتان للتحكم مرتبطتان بـDPC. وهما بالأساس التحكم برجوع الحالة الخطي والتحكم بالرجوع المرحلي. وقد أثبتت الطرق الناتجة عن ذلك فعاليتها من حيث الحد من معدل التشويه التوافقي، وتحسين أوقات الاستجابة والقضاء على التجاوز.

الكلمات المفتاحية: مزرعة الرياح البحرية، ناقل التيار المستمر عالي الجهد (HVDC) ، محطة HVDC متعددة الأطراف، محول ثلاثي المستويات من نوع T، التحكم باتجاه الجهد، التحكم المباشر في القدرة، التحكم برجوع الحالة الخطية والتحكم بالرجوع المرحلي.