

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ IBN KHALDOUN - TIARET

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
ET SCIENCES DE LA MATIERE

DEPARTEMENT DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
ECOEL DOCTORALE : ELECTROTECHNIQUE ET SES APPLICATIONS

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme de :

Magister

Option : *Matériaux Diélectrique et Haute Tension*

Présenté par : M. HADJI Brahim

Licence en Electrotechnique de l'ENSET -ORAN-

Thème

**Modélisation et Commande d'une ligne
VSC-HVDC**

Soutenu devant le jury composé de :

Dr MIMOUNI Abdenbi	Maître de Conférences « A »	Université de Tiaret	Président
Pr BRAHAMI Mostefa	Professeur	Université de SBA	Examineur
Dr SMAILI Atallah	Maître de Conférences « A »	Université de Tiaret	Examineur
Dr ALLAOUI Tayeb	Maître de Conférences « A »	Université de Tiaret	Encadreur

Année universitaire : 2010-2011

Remerciements

Louange à ALLAH, notre grand seigneur, de nous avoir éclairé le chemin du savoir et de nous avoir donné la bonne volonté et la patience pour l'achèvement de ce travail.

Que le salut d'ALLAH soit sur son prophète MOHAMED, notre éducateur et guide dans le bon chemin.

J'adresse ensuite mes vifs remerciements et mes sincères gratitudes aux :

Dr T. ALLAOUI, mon encadreur, de ses conseils et orientations, lesquels m'ont aidé à aplanir les différents obstacles rencontrés au cours de la préparation de ce mémoire.

Dr A. MIMOUNI, de m'avoir fait l'honneur d'accepter la présidence du jury.

Pr M. BRAHAMI et Dr A. SMAILI d'avoir bien accepté de juger ce travail.

Enfin, je tiens par la même occasion à témoigner de la gratitude envers nos enseignants et notre personnel du département de Génie Électrique, et ceux qui de près ou de loin ont bien voulu nous apportés leur aide.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à :

*Ma très chère mère et mon père qui se sont
sacrifiés tout au long de mes études.*

Et en particulier ma femme et mes enfants

Toute ma famille.

Tous mes amis.

I) Notations

Abréviation et désignation

FACTS: Flexible Alternating Current Transmission Systems

HVDC: High Voltage Direct Current

VSC: Voltage Source Converter

DC: Direct Current

AC: Alternating Current

GTO: Gate Turn-Off thyristor

IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistors

CSC: Current Source Converter

SVC: Static Var Compensator

STATCOM: Static Synchronous Compensator

SMES: Superconductor Magnetic Energy Storage

TCSC: Thyristor Controlled Series Capacitor

TCSR: Thyristor Controlled Series Reactor

SSSC: Static Synchronous Series Compensator

RPI : Régulateur de Puissance Interphases

IPFC: Interligne Power Flow Contrôler

UPFC: Unified Power Flow Controller

MLI: Modulation de Largeur d'Impulsion

PWM: Pulse Width Modulation

MTDC: Multi-Terminal DC

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

PLL : Phase Locked Loop ou Boucle à Verrouillage de Phase

PI : Proportionnel Intégral (régulateur)

II) Symboles

Symbole et désignation

d (indice): la composante sur l'axe d du repère d - q

q (indice): la composante sur l'axe q du repère d - q

pu (indice): la grandeur en unité relative (grandeur réduite)

U_{dc} : Tension continu aux bornes du condensateur

I_{dc} : Courant dans le circuit continu

ω : Vitesse angulaire des axes magnétiques des phases

R : résistance de ligne

L : inductance de ligne

v_i : tension de ligne

i_i : courant de ligne

T_m : couple mécanique

T_e : couple électromagnétique

T_d : couple d'amortissement tenant compte des frottements

H : constante d'inertie

D : constante d'amortissement

P : puissance active

Q : puissance réactive

Y_{ij} : L'admittance élémentaire de la ligne

K_p : Gain de l'action proportionnelle

TABLE DES MATIERES

<i>Remerciements</i>	<i>ii</i>
<i>Dédicaces</i>	<i>iii</i>
<i>Notations et symboles utilisés</i>	<i>iv</i>
<hr/>	
<i>Sommaire</i>	<i>6</i>
<i>Introduction générale</i>	<i>14</i>
<i>Chapitre I: Les systèmes FACTS, HVDC pour le contrôle des réseaux électriques</i>	<i>18</i>
<i>1.1 Introduction</i>	<i>19</i>
<i>1.2 Les systèmes FACTS</i>	<i>19</i>
<i>1.2.1 FACTS de type parallèle</i>	<i>20</i>
<i>1.2.1.1 Principe de fonctionnement</i>	<i>20</i>
<i>1.2.1.2 Les différents types de compensateurs parallèles</i>	<i>21</i>
<i>1.2.1.3 SVC</i>	<i>21</i>
<i>1.2.1.4 STATCOM</i>	<i>23</i>
<i>1.2.1.4.1 SMES</i>	<i>24</i>
<i>1.2.1.5 Les conséquences des compensateurs parallèles</i>	<i>25</i>
<i>1.2.2 FACTS de type série</i>	<i>26</i>
<i>1.2.2.1 Principe de fonctionnement</i>	<i>26</i>
<i>1.2.2.2 Les différents types de compensateurs série</i>	<i>27</i>
<i>1.2.2.2.1 TCSC</i>	<i>27</i>
<i>1.2.2.2.2 Réactance série contrôlée par thyristors TCSR</i>	<i>28</i>
<i>1.2.2.2.3 Compensateur statique série synchrone SSSC</i>	<i>29</i>
<i>1.2.2.3 Les conséquences des compensateurs série</i>	<i>29</i>
<i>1.2.3 FACTS de type déphaseur statique</i>	<i>30</i>
<i>1.2.4 FACTS du type hybride série-shunt</i>	<i>31</i>
<i>1.2.4.1 TCPAR</i>	<i>31</i>
<i>1.2.4.2 IPFC</i>	<i>32</i>
<i>1.2.4.3 UPFC</i>	<i>32</i>
<i>1.3 système Le HVDC</i>	<i>33</i>

1.4	<i>Conclusion</i>	36
Chapitre II: Présentation des systèmes HVDC		37
2.1	<i>Histoire de Transmission de l'énergie électrique par HVDC</i>	38
2.2	<i>Les points clés de la transmission en courant continu</i>	39
2.3	<i>Les technologies de transport de l'électricité</i>	39
2.4	<i>Intérêts de HVDC par rapport à une transmission AC</i>	42
2.5	<i>Les avantages et les applications du HVDC et du VSC-HVDC</i>	42
2.6	<i>La transmission en courant continu HVDC</i>	44
2.6.1	<i>Convertisseurs à commutation de ligne LCC (Line Commutated Converters)</i>	44
2.6.2	<i>Convertisseurs à source de tension VSC (Voltage Source Converter)</i>	46
2.7	<i>Configuration d'une transmission DC</i>	48
2.7.1	<i>Systèmes DC "back-to-back"</i>	48
2.7.2	<i>Transmission DC entre deux terminaux</i>	49
2.7.3	<i>Transmission multi terminale</i>	50
2.8	<i>Conclusion</i>	52
Chapitre III: Modélisation des systèmes VSC-HVDC		53
3.1	<i>Introduction</i>	54
3.2	<i>Modélisation de la source de puissance</i>	55
3.2.1	<i>Modèle à deux axes de l'alternateur</i>	59
3.2.2	<i>Equation de mouvement de la machine</i>	60
3.3	<i>Modélisation des convertisseurs</i>	62
3.3.1	<i>Description et structures du redresseur (onduleur) à MLI</i>	62
3.3.2	<i>Redresseur à commande MLI</i>	63
3.3.2.1	<i>Principe de fonctionnement</i>	64
3.3.2.2	<i>Les techniques de commande MLI</i>	65
	a) <i>MLI à Bande d'hystérésis</i>	65
	b) <i>MLI à échantillonnage périodique</i>	66
	c) <i>MLI à porteuse triangulaire</i>	66
	d) <i>MLI vectorielle</i>	67

3.3.3	<i>Modélisation du redresseur MLI</i>	67
3.3.3.1	<i>Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel fixes $\alpha\beta$</i>	72
3.3.3.2	<i>Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel tournant (d-q)</i>	73
3.4	<i>Modélisation d'une ligne de transmission</i>	74
3.5	<i>Modélisation de la charge</i>	75
3.6	<i>Modèle du Filtre</i>	75
3.7	<i>Conclusion</i>	78
Chapitre IV: Commande des systèmes VSC-HVDC		79
4.1	<i>Introduction</i>	80
4.2	<i>Implantation du système de réglage PI</i>	82
4.2.1	<i>Boucle à Verrouillage de Phase (PLL)</i>	82
4.2.2	<i>Régulateur de courant alternatif AC</i>	84
4.2.3	<i>Régulateur de tension DC côté continu</i>	86
4.2.4	<i>Contrôle de la puissance Active</i>	87
4.2.5	<i>Contrôle de la puissance réactive</i>	88
4.2.6	<i>Régulateur de la tension AC</i>	88
4.2.7	<i>Résultats de simulation</i>	90
4.2.7.1	<i>Convertisseur à MLI à porteuse triangulaire</i>	90
4.2.7.2	<i>Convertisseur à MLI à Bande d'hystérésis</i>	97
4.3	Réglage par mode de glissement	99
4.3.1	<i>Algorithme du mode de glissement</i>	99
4.3.2	<i>Réglage de VSC-HVDC par mode de glissement</i>	103
4.3.3	<i>Résultats de simulation</i>	105
4.4	<i>Conclusion</i>	110
Chapitre V: Simulation d'un réseau mono-machine comportant un VSC-HVDC		111
5.1	<i>Introduction</i>	112
5.2	<i>Topologie du réseau simulé</i>	112
5.2.1	<i>Réseau de test</i>	112

5.2.2	<i>Les données de réseau de test.....</i>	<i>112</i>
5.3	<i>Résultats de la simulation.....</i>	<i>113</i>
5.3.1	<i>Test de fonctionnement en situation normale.....</i>	<i>113</i>
5.3.2	<i>Test de fonctionnement en situation perturbée.....</i>	<i>115</i>
	a) <i>Avec défaut court circuit, sans VSC-HVDC.....</i>	<i>116</i>
	b) <i>Avec défaut court circuit, avec VSC-HVDC.....</i>	<i>117</i>
5.4	<i>Conclusion.....</i>	<i>122</i>
	<i>Conclusion générale.....</i>	<i>123</i>
	<i>Bibliographie.....</i>	<i>127</i>
	<i>Annexe.....</i>	<i>130</i>

Figure 2.9 – Exemples de liaisons MTDC - VSC - Configuration parallèle	51
Figure 2.10 – Schéma de principe d'une liaison MTDC - CSC en configuration série (inductances omises)	52
Figure 3.1 – Système étudié (VSC-HVDC)	54
Figure 3.2 – Représentation du bus infini	55
Figure 3.3 – Modèle de Park de l'alternateur	59
Figure 3.4 – Schéma bloque de modèle statorique.....	60
Figure 3.5 – Représentation schématique de la computation entre les grandeurs électriques et les grandeurs mécaniques.	62
Figure 3.6 – Structure générale du convertisseur	63
Figure 3.7- Topologies de base d'un redresseur de tension	64
Figure 3.8- Principe de fonctionnement du Modulateur MLI à bande d'hystérésis	66
Figure 3.9–Modulateur MLI à échantillonnage périodique	66
Figure 3.10–Modulateur MLI à porteuse triangulaire	67
Figure 3.11–Schéma unifilaire d'un pont de redresseur connecté au réseau	67
Figure 3.12 – Pont redresseur	68
Figure 3.13–Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur MLI	69
Figure 3.14–Schéma fonctionnel du redresseur MLI (coordonnées triphasées normales)	71
Figure 3.15–Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans le système de coordonnées fixes α β	72
Figure 3.16–Schéma fonctionnel du redresseur MLI de tension dans le référentiel tournant d- q.....	73
Figure 3.17– Modèle en π d'une ligne de transmission.....	74
Figure 3.18– Schéma de circuit d'un filtre C	76
Figure 3.19– Le diagramme de bloc pour le filtre C, développé dans le cadre de référence synchrone d-q	77
Figure 4.1 – Système de commande complet VSC-HVDC.....	80
Figure 4.2 – Structure générale de commande du système de transmission VSC –HVDC ...	81
Figure 4.3 – Diagramme de bloc du système PLL.....	82
Figure 4.4 – Angle de phase de la tension de réseau.....	83
Figure 4.5 – La structure du régulateur de courant dans le repère dq.	84
Figure 4.6 – Diagramme de bloc de la boucle de commande du courant.....	84
Figure 4.7– Diagramme de bloc du régulateur de tension DC.....	86
Figure 4.8 – Schéma fonctionnel du régulateur de puissance active.....	88

Figure 4.9 – Schéma fonctionnel du régulateur de puissance réactive	88
Figure 4.10– La structure du régulateur de tension AC mis en œuvre dans le repère synchrone d-q	89
Figure 4.11– Schéma de bloc de la boucle de régulation de tension AC.....	90
Figure 4.12 –Variation de la puissance active [pu].	91
Figure 4.13 –Variation de la puissance réactive [pu].	91
Figure 4.14 –Variation du Courant i_d [pu].	92
Figure 4.15 –Variation du Courant i_q [pu].	92
Figure 4.16 –Variation du courant coté alternatif [pu]	92
Figure 4.17 –Variation d’une phase de courant alternatif [pu]	93
Figure 4.18 – Variation de la tension continue Vdc [pu].	93
Figure 4.19 –Variation de la puissance active [pu].	94
Figure 4.20 –Variation de la puissance réactive [pu]	94
Figure 4.21 –Variation du Courant i_d [pu]	95
Figure 4.22–Variation du Courant i_q [pu].	95
Figure 4.23 –Variation du courant coté alternatif [pu]	95
Figure 4.24 –Variation d’une phase de courant alternatif [pu]	96
Figure 4.25 – Variation de la tension continue Vdc [pu].	96
Figure 4.26 –Variation de la puissance active [pu].	97
Figure 4.27 –Variation de la puissance réactive [pu].	97
Figure 4.28 –Variation du Courant i_d [pu].	98
Figure 4.29–Variation du Courant i_q [pu].	98
Figure 4.30 –Variation du courant coté alternatif [pu]	98
Figure 4.31 – Variation d’une phase de courant alternatif [pu]	99
Figure 4.32 – Structure de régulation par commutation au niveau de l'organe de commande.....	100
Figure 4.33 – Structure de régulation par commutation au niveau de la contre réaction d'état.....	100
Figure 4.34 – Structure de régulation par ajout de la commande équivalente.....	101
Figure 4.35 – Convergence de la trajectoire vers la surface de commutation.....	101
Figure 4.36 – La boucle de régulation de la tension continue Vdc.....	103
Figure 4.37 – La boucle de régulation par mode de glissement.....	104
Figure 4.38 –Variation de la puissance active [pu].	105
Figure 4.39 – Zoom de la puissance active aux instants de variation de référence [pu].	105
Figure 4.40 –Variation de la puissance réactive [pu].	106

Figure 4.41 – Zoom de la puissance active aux instants de variation de référence [pu].	106
Figure 4.42 – Variation de la tension continue Vdc [pu].	106
Figure 4.43 – Zoom de la variation de tension continue Vdc [pu].	107
Figure 4.44 – Variation de la puissance active avec une augmentation de l'inductance (L+50%Ln).	107
Figure 4.45 – Zoom de variation de la puissance active avec une augmentation de l'inductance (L+50%Ln).	108
Figure 4.46 – Variation de la puissance réactive avec une augmentation de l'inductance (L+50%Ln).	108
Figure 4.47 – Zoom de variation de la puissance réactive avec une augmentation de l'inductance (L+50%Ln).	108
Figure 4.48 – Zoom de variation de la puissance active avec une augmentation de La résistance (R+50%Rn).	109
Figure 4.49 – Zoom de variation de la puissance réactive avec une augmentation de la résistance (R+50%Rn).	109
Figure 5.1 – Configuration du réseau avec une liaison VSC-HVDC	112
Figure 5.2 – Variation de la puissance réactive [pu].	114
Figure 5.3 – Variation de courant id [pu].	114
Figure 5.4 – Variation de courant iq [pu].	114
Figure 5.5 – Variation de la tension continu Vdc [pu].	115
Figure 5.6 – Variation de la tension alternatif [pu].	115
Figure 5.7 – Configuration du réseau perturbé avec une liaison VSC-HVDC.....	115
Figure 5.8 – Variation de courant de réseau en [pu]	116
Figure 5.9 – Variation de la fréquence en [pu]	116
Figure 5.10 – Variation de l'angle de charge en [deg]	117
Figure 5.11 – Variation de la tension de sortie en [pu]	117
Figure 5.12 – Variation de la puissance active [pu].	118
Figure 5.13 – Variation de la puissance réactive [pu].	118
Figure 5.14 – Variation de courant id [pu].	118
Figure 5.15 – Variation de courant iq [pu].	119
Figure 5.16 – Variation de la tension côté continu Vdc [pu].	119
Figure 5.17 – Variation de la fréquence en [pu]	120
Figure 5.18 – Variation de l'angle de charge en [deg]	120
Figure 5.19 – Variation de la tension de sortie en [pu]	121

Introduction Générale

Introduction générale

Ces dernières années les réseaux électriques ont connu un accroissement considérable des interconnexions, ils ont été exploités de plus en plus près de leurs limites de stabilité et de sécurité en raison des contraintes techno-économiques et d'une opposition croissante à la construction de nouveaux ouvrages (lignes, centrales ...) dans des zones à forte densité de population.

Les perturbations inévitables telles que les courts-circuits, les indisponibilités momentanées de lignes, de générateurs ou de transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes et les aléas de consommation peuvent affecter le réseau à tout instant et l'amener en dehors de sa marge de stabilité.

Les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateurs à prises réglables en charge, transformateurs à décalage d'angle, condensateurs et inductances additionnelles commutés par disjoncteurs pour la compensation série ou parallèle, modification des consignes de production de puissance active et réactive des générateurs et changement de la topologie du réseau) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau.

Des systèmes de contrôle rapide des réseaux utilisant les ressources offertes par l'électronique de puissance et la micro-électronique de commande ont été récemment étudiés et réalisés, et sont actuellement pour certains en application normale, pour d'autres, en application pilote ou à l'état de prototype. Ces systèmes sont désignés par l'acronyme général **FACTS** (Flexible Alternative Current Transmission Systems), on peut y ajouter les liaisons à haute tension continue dite **HVDC** (High Voltage Direct Current) qui ont démontré leur fiabilité depuis des décennies pour des transmissions sur de longues distances (supérieures à 1000 km en aérien et à 100 km en souterrain ou bien pour des liaisons asynchrones).

Au début, les systèmes de transmission HVDC étaient basés sur des convertisseurs de la ligne (LCC). Ainsi, en utilisant cette configuration, une grande quantité d'énergie pourrait être transportée, mais, cependant la commande complète du système n'a pas été atteinte et le contenu harmonique élevé était présent.

Une fois avec le développement des dispositifs d'électroniques de puissance, l'utilisation des VSC dans les applications à haute tension est devenue possible. Ainsi, l'utilisation de la

configuration de VSC-HVDC est devenue plus adaptée au transport d'électricité à longues distances car il détourne les inconvénients des systèmes à base de LCC de transmission HVDC. La structure d'un tel système de transmission est composé principalement de deux convertisseurs de source de tension connectée par une ligne de transmission de courant continu, d'ailleurs chaque convertisseur est en mesure de contrôler la tension alternative dans chaque bus et la tension du circuit continu ainsi que les puissances active et réactive dans le système.

Les principaux objectifs du mémoire :

L'objectif de ce mémoire est de modéliser et d'analyser le comportement d'un système de transmission VSC-HVDC et son apport à l'amélioration de fonctionnement des réseaux électriques. Les principaux objectifs de ce mémoire sont résumés ci-dessous:

- La bonne compréhension la notion de système de transport VSC-HVDC et son comportement.
- La Modélisation du système de transport HVDC de type VSC
- Synthèse des différentes stratégies de commande du système VSC-HVDC
- L'Analyse du comportement de ce système dans des différentes conditions;
- La Simulation du système de transport comportant un VSC-HVDC en utilisant MATLAB / Simulink.

Les Grandes lignes du mémoire :

Ce mémoire étudie la commande classique et par mode de glissement du convertisseur statique de source de tension VSC pour améliorer le fonctionnement d'une ligne de transport de puissance en courant continu à haute tension HVDC, le présent rapport est structuré en cinq chapitres.

- Le premier chapitre traite les différents types de FACTS et HVDC pour le contrôle des réseaux électriques, contenant:
 - ✓ Les systèmes FACTS de type série,
 - ✓ Les systèmes FACTS de type parallèle,
 - ✓ Le système HVDC,
- Le second chapitre présente :
 - ✓ Histoire de transport de l'énergie électrique par HVDC

- ✓ Un aperçu du système de transmission HVDC, par une comparaison entre la transmission HVDC de type LCC et HVDC de type VSC.
- ✓ Les différentes configurations des systèmes HVDC.
- ✓ Les points clés de la transmission en courant continu.
- ✓ Les technologies de transport de l'électricité.
- ✓ Les avantages de transport en HVDC.
- ✓ Les avantages et les applications du HVDC et du VSC-HVDC
- ✓ L'intérêt qu'ils présentent par rapport à une transmission de puissance alternative.
- Le troisième chapitre définit :
 - ✓ Les modèles des différents éléments constituant le système HVDC de type VSC
 - ✓ Les modèles de la source de puissance.
 - ✓ Le modèle de la ligne de transmission.
 - ✓ Le modèle de la charge ainsi que celui des convertisseurs.
- Le quatrième chapitre traite :
 - ✓ La conception des stratégies de contrôle pour la transmission de puissance de HVDC à base VSC.
 - ✓ La technique PLL utilisé pour synchroniser le système VSC-HVDC avec les tensions de réseau électrique est également présentée dans cette section.
 - ✓ La conception du régulateur de courant, le régulateur de tension DC, les contrôleurs de puissance active et réactive et le régulateur de tension AC. Deux régulateur sont utilisé, le régulateur classique de type PI et un contrôleur de type avancé (la commande par mode de glissement).
- Dans le cinquième chapitre, nous examinons l'influence du VSC-HVDC sur le réseau pour les deux régimes de fonctionnement, normal et perturbé.

Finalement, on terminera ce mémoire par une conclusion générale qui résume les résultats obtenus et expose quelques perspectives de recherche envisagées.

Chapitre I
Les systèmes FACTS, HVDC
pour le contrôle des réseaux
électriques

Chapitre I

Les systèmes FACTS, HVDC pour le contrôle des réseaux électriques

1.1 Introduction

Des systèmes de contrôle rapide des réseaux électriques utilisant les ressources offertes par l'électronique de puissance et la micro-électronique de commande ont été récemment étudiés et réalisés, et sont actuellement pour certains en application normale, pour d'autres, en application pilote ou à l'état de prototype . Ces systèmes sont désignés par l'acronyme général **FACTS** (Flexible Alternative Current Transmission Systems), on peut y ajouter les liaisons à haute tension continue dite **HVDC** (High Voltage Direct Current) qui ont démontré leur fiabilité depuis des décennies pour des transmissions sur de longues distances (supérieures à 1000 km en aérien et à 100 km en souterrain ou pour des liaisons asynchrones).

De plus, elles peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voire en améliorant, la stabilité des réseaux.

1.2 Les systèmes FACTS [02] [03] [06] [09] [11] [24]

Les **FACTS** permettant de modifier très rapidement l'équilibre des couples agissant sur les arbres des groupes de production de l'énergie électrique, par modification des puissances électriques échangées entre nœuds du réseau, ceci explique qu'ils puissent jouer un rôle dans l'amortissement des oscillations (oscillations électromécaniques et oscillations hypo synchrones).

Un tel rôle a d'ailleurs été mis en évidence dans le passé par action rapide sur les liaisons à haute tension continue, ascendants des **FACTS**.

Il existe toute une panoplie de dispositifs possibles désignés par des acronymes de manière un peu confuse et généralement d'origine anglaise. Certains dispositifs sont actuellement en service dans des conditions normales d'exploitation ou sur des applications pilotes, d'autres sont en projet.

Il existe quatre types de FACTS :

- **Les compensateurs parallèles:** ou compensateurs de puissance réactive (par le contrôle du flux de puissance réactive dans la ligne), ils permettent de maintenir la tension du réseau au point de connexion dans une plage bien déterminée pour le bon fonctionnement du réseau.
- **Les compensateurs séries :** Ou compensateurs d'impédance, par l'ajustement de l'impédance de la ligne, ce type de compensateurs, est capable de contrôler le transit de puissance active dans la ligne.
- **Les compensateurs déphaseurs :** Le système **RPI**
- **Les compensateurs hybrides :** Leur rôle est de modifier le flux de puissance active et réactive, sur une ligne en changeant seulement son angle électrique de transport.

1.2.1 FACTS de type parallèle

Les systèmes de compensation conventionnels, tels que les bancs de condensateurs et les inductances actionnées mécaniquement, ont longtemps été utilisés pour augmenter le transit de puissance en régime permanent en contrôlant le profil de la tension le long des lignes de transport. Il a été prouvé que la stabilité transitoire ainsi que la stabilité en régime permanent d'un réseau électrique peuvent être améliorées si le dispositif de compensation peut réagir rapidement en utilisant des thyristors comme interrupteurs et contrôle électrique, et en particulier les nouveaux composants commandables tant à l'ouverture qu'à la fermeture (**GTO, IGBT**).

1.2.1.1 Principe de fonctionnement

Le circuit de la figure 1.1 montre le compensateur shunt en amont d'un utilisateur ; le réseau situé à gauche du point (1) a été remplacé par une réactance équivalente X_{eq} et une tension équivalente E_{eq} . Cette simplification est possible grâce au théorème de **Thévenin**, la tension équivalente E_{eq} comprend la composante fondamentale e_c à comme fréquence 50 Hz par exemple et une tension e_d qui présente toutes les tensions aléatoires et les tensions harmoniques.

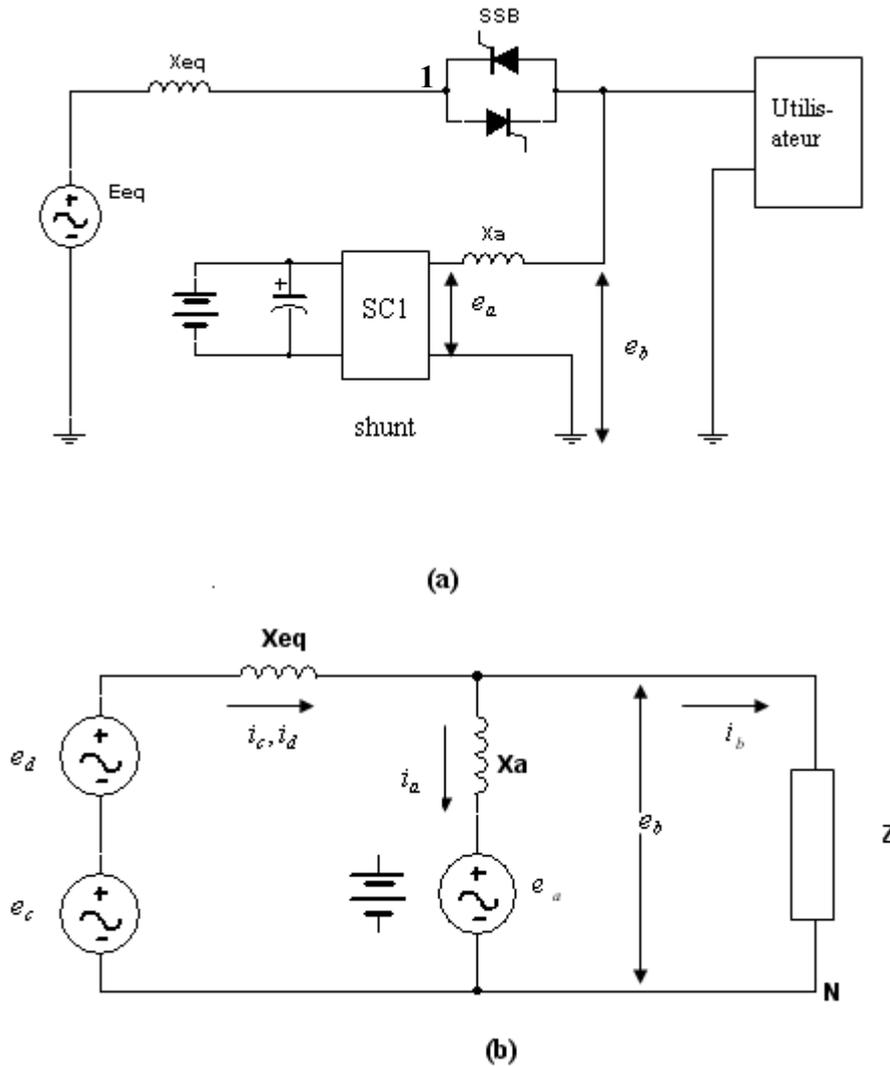


Figure 1.1– Circuit équivalent du compensateur shunt [02].

La figure 1.1.b est une réplique de la figure 1.1.a sauf que le compensateur est remplacé par son symbole et l'utilisateur est représenté par une impédance Z tandis que le disjoncteur SSB est fermé.

1.2.1.2 Les différents types de compensateurs parallèles

Les compensateurs parallèles les plus courants sont les suivants :

1.2.1.2.1 SVC

Le compensateur statique de puissance réactive **SVC** rend possible le contrôle rapide de la tension, voir figure 1.2 ci-dessous indiquant le schéma du dispositif.

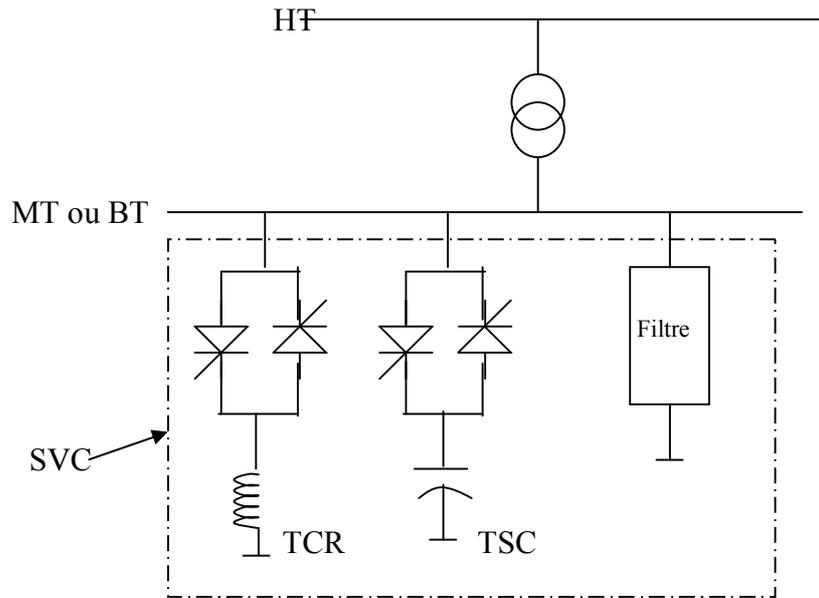


Figure 1.2 – Schéma du SVC

Le SVC est l'association d'une inductance commandée par thyristor (Thyristor-Controlled Reactor : TCR), d'un condensateur commuté par thyristor (Thyristor-Switched Capacitor : TSC) et d'un filtre d'harmonique. La caractéristique statique de ce type de FACTS est donnée par la figure 1.3.

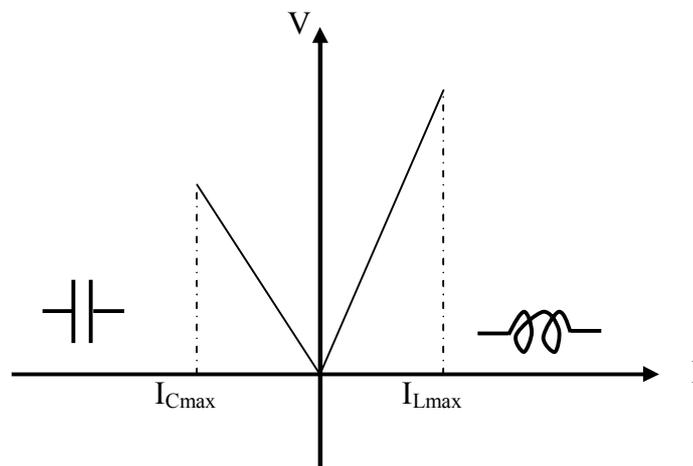


Figure 1.3 – Caractéristique du SVC

I_{Cmax} et I_{Lmax} : sont les courants limites que peuvent supporter respectivement le TCR et le TSC

L'un des exemples d'implantation de ce type de FACTS dans le réseau électrique est celui de **Ross Substation**, en Australie. Cette installation est dimensionnée pour ± 230 MVAR et branchée sur le réseau 275 kV.



Figure 1.4 Application : SVC – Ferroviaire Réalisation [24]

1.2.1.2.2 STATCOM

Le compensateur statique synchrone **STATCOM** est constitué d'un convertisseur à source de tension, d'un transformateur de couplage et d'un circuit de commande. Dans cette application, la source d'énergie **DC** peut être remplacée par un condensateur C, de sorte que l'échange d'énergie en régime permanent entre le compensateur statique et le réseau soit uniquement réactif, comme illustré par la figure 1.5 où :

- * I_q est le courant de sortie du convertisseur, perpendiculaire à la tension du convertisseur V_i .
- * L'amplitude de la tension de convertisseur et la sortie réactive du convertisseur sont réglables.
- * Si V_i est supérieure à la tension V_t du réseau le compensateur statique fournit de la puissance réactive au système,
- * si V_i est inférieure à V_t le compensateur statique absorbe de la puissance réactive.

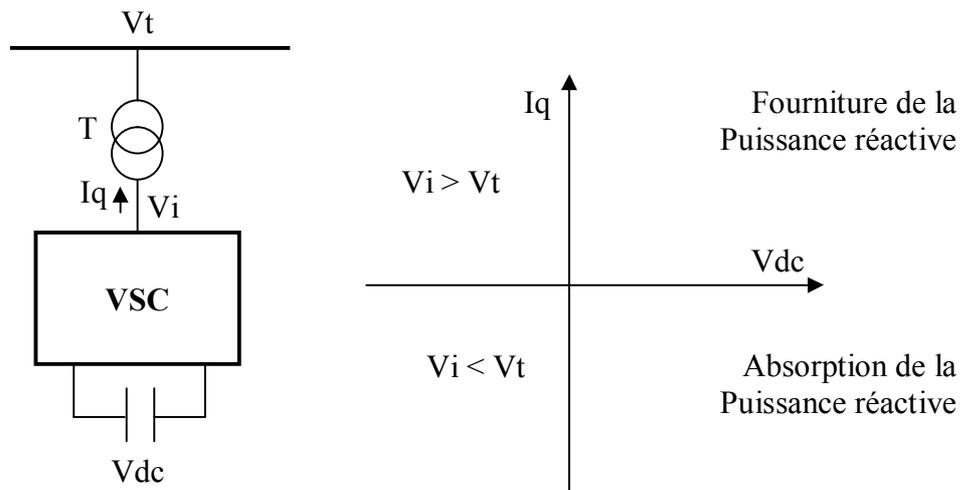


Figure 1.5 – Schéma du STATCOM

1.2.1.2.3 SMES

La figure 1.6 ci-dessous montre le schéma de principe d'un tel dispositif, dont la bobine supraconductrice ne présente aucune résistance : c'est-à-dire que tout courant qui y est induit, en appliquant par exemple une tension à ses bornes puis en la court-circuitant, va se maintenir jusqu'à ce qu'une tension de polarité inverse soit appliquée ou qu'une résistance soit introduite dans le circuit pour la décharger. Si l'inductance de la bobine est L_{sm} , elle accumulera une énergie W_{sm} et se charge conformément aux équations (1.1) et (1.2) :

$$W_{sm} = \frac{1}{2} L_{sm} I_{sm}^2 \quad (1.1)$$

$$V_{sm} = L_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} \quad (1.2)$$

I_{sm} et V_{sm} sont respectivement le courant de charge et la tension aux bornes de la bobine.

L'association d'une bobine supraconductrice utilisée comme accumulateur magnétique supraconducteur d'énergie et d'un convertisseur à commutation forcée de grande puissance constitue le **SMES**. Les échanges de puissances active et réactive entre la bobine supraconductrice et le réseau électrique à travers le convertisseur convenablement commandé font que le **SMES** réalise les deux fonctions de régulation, à savoir la régulation de vitesse et celle de tension.

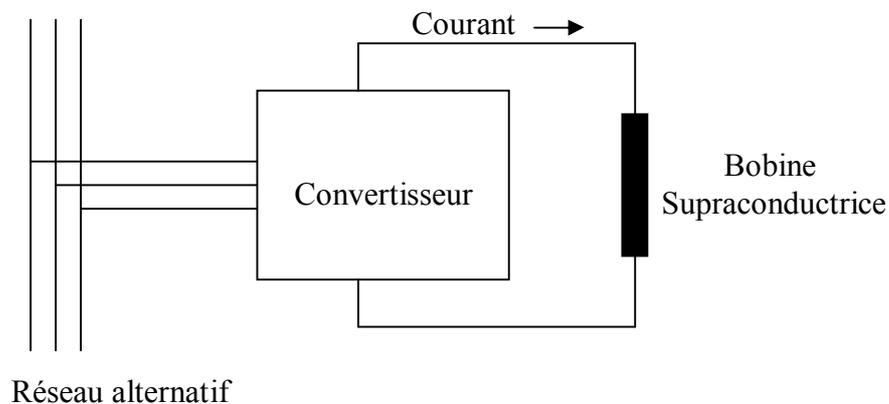


Figure 1.6 – Schéma du SMES

1.2.1.3 Les conséquences des compensateurs parallèles

Le compensateur shunt peut servir à des fins multiples :

- régulariser la tension ;
- fournir de l'énergie lors d'une panne momentanée ;
- éliminer la distorsion de tension ;
- corriger le facteur de puissance ;
- agir comme filtre actif.

Il existe actuellement plusieurs firmes dans le monde qui s'intéressent au SMES et à sa réalisation. Comme par exemple ACCEL (firme Allemande), en est une.

L'une de ses équipes de recherche a mis au point un SMES de 2MJ pour l'amélioration de la qualité de la puissance du laboratoire The Dortmunder Elektrizitäts und Wasserwerke en Allemagne. La figure 1.7 montre un aperçu de ce dispositif.



Avec l'autorisation de « ACCEL INSTRUMENTS »

Figure 1.7 – Une bobine Supraconductrice de Stockage d'Énergie de 2MJ [09].

Les caractéristiques de ce dispositif sont les suivantes :

- courant du SMES: 1000 A
- Energie stockée: 2.1MJ
- Puissance max: 300Kw
- Temps de tenue du dispositif: 8s
- Tension coté continu: >800V
- Champ magnétique généré: 4.5 T

1.2.2 FACTS de type série

Les **FACTS** en série avec le réseau peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable, en général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci.

1.2.2.1 Principe de fonctionnement

Le compensateur série est semblable au compensateur shunt ; la principale différence est qu'il est connecté en série avec l'article au lieu d'être en parallèle. En tenant compte du transformateur T, le compensateur est effectivement interposé entre la source et le récepteur, la figure 1.8 montre le circuit équivalent de cette partie du réseau de distribution. Le centre est représenté par l'impédance \mathbf{Z} , le compensateur par la tension e_a et l'altère par la réactance x_c . La source comprend une tension e_c sinusoïdale mais variable, et la tension de distorsion par e_d .

Examinons le comportement du compensateur, premièrement comme régulateur de tension, et deuxièmement comme dispositif éliminant la distorsion aux bornes de la charge.

Le principe est simple : il suffit que le compensateur génère une tension e_a de sorte que la tension e_b aux bornes de la charge soit constante et sinusoïdale.

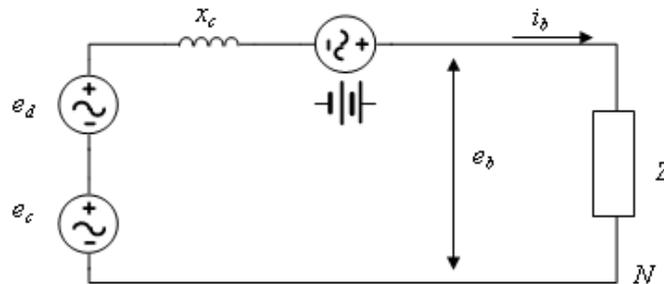


Figure 1.8 – Circuit simplifié d'une phase avec compensateur série [02].

1.2.2.2 Les différents types de compensateurs série

Les compensateurs séries les plus courants sont les suivants :

1.2.2.2.1 TCSC

Le TCSC fait partie des condensateurs séries, qui ont été utilisés avec succès pendant de nombreuses années pour améliorer la stabilité et les capacités de charge des réseaux de transport haute tension. La figure 1.9 donne la configuration d'un TCSC, travaillant par l'insertion de la tension capacitive pour compenser la chute de tension inductive sur les lignes de transport.

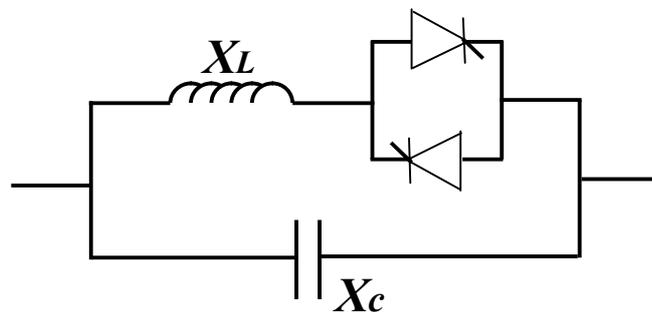


Figure 1.9 – Schéma du TCSC.



- Tension jusqu'à 36kV
- Courant nominal Jusqu'à 3000A

Figure 1.10 – Application de TCSR [24]

1.2.2.2 Réactance série contrôlée par thyristors TCSR

Le **TCSR** est un compensateur inductif, composé d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable.

Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristors est de 180 degrés, il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à 90 degrés, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

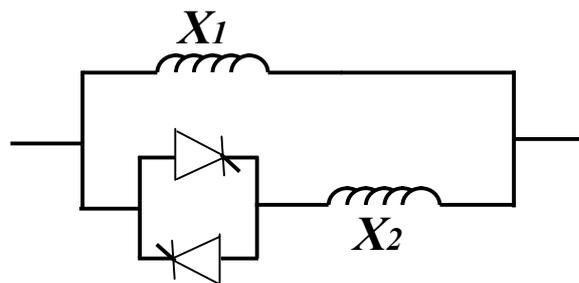


Figure 1.11 – Schéma du TCSR.

1.2.2.2.3 Compensateur statique série synchrone SSSC

Le SSSC est constitué d'un convertisseur statique avec une source d'énergie connecté en série avec la ligne de transport à travers un transformateur de tension comme le montre la figure 1.12.

Le SSSC injecte en série une tension alternative avec une amplitude et un angle de phase réglable dans la ligne de transport à l'aide d'un transformateur série, comme il peut produire ou absorber de la puissance réactive suivant la commande du convertisseur statique.

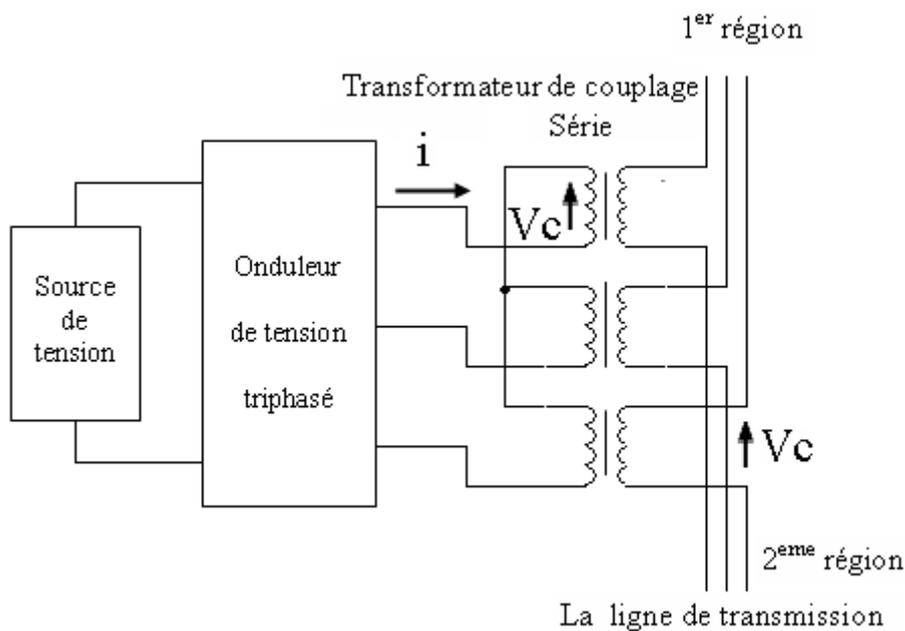


Figure 1.12 – Schéma du SSSC [11].

1.2.2.3 Les conséquences des compensateurs série

Le compensateur série peut servir à des fins multiples :

- régulation de la tension
- limitation du courant de court-circuit.

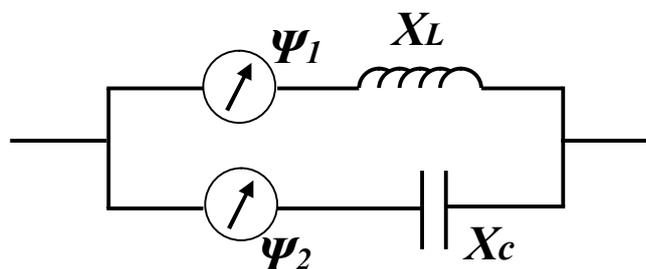
Le SSSC est constitué d'un convertisseur statique avec une source d'énergie connecté en série avec la ligne de transport à travers un transformateur de tension comme l'indique la figure 1.13.



Figure 1.13 – Application d'un compensateur SSSC [24]

1.2.3 FACTS de type déphaseur statique

Les Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif (FACTS) actuels ne permettent pas de gérer le problème largement répandu des niveaux de court-circuit trop élevés. La solution traditionnelle, qui consiste à fractionner les réseaux, nuit à leur flexibilité d'exploitation, voire même à leur fiabilité. Le Régulateur de Puissance Interphases (RPI) constitue une solution innovatrice pour les environnements à niveaux de court-circuit élevés. Le RPI gère, de manière passive, les régimes permanents, on peut aussi lui adjoindre des modules d'électronique de puissance, selon les besoins en régime dynamique. La figure 1.14 montre le schéma de ce dispositif raccordé en série avec la ligne.



ψ_1, ψ_2 - Déphaseur
 X_C - Réactance capacitive
 X_L - Réactance inductive

Figure 1.14 – Schéma du RPI.

1.2.4 FACTS du type hybride série-shunt:

C'est une combinaison des dispositifs séries et shunts commandé d'une manière coordonné afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie.

Les compensateurs hybrides les plus courants sont les suivants :

1.2.4.1 TCPAR

La figure 1.15 montre le schéma du **TCPAR** (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)

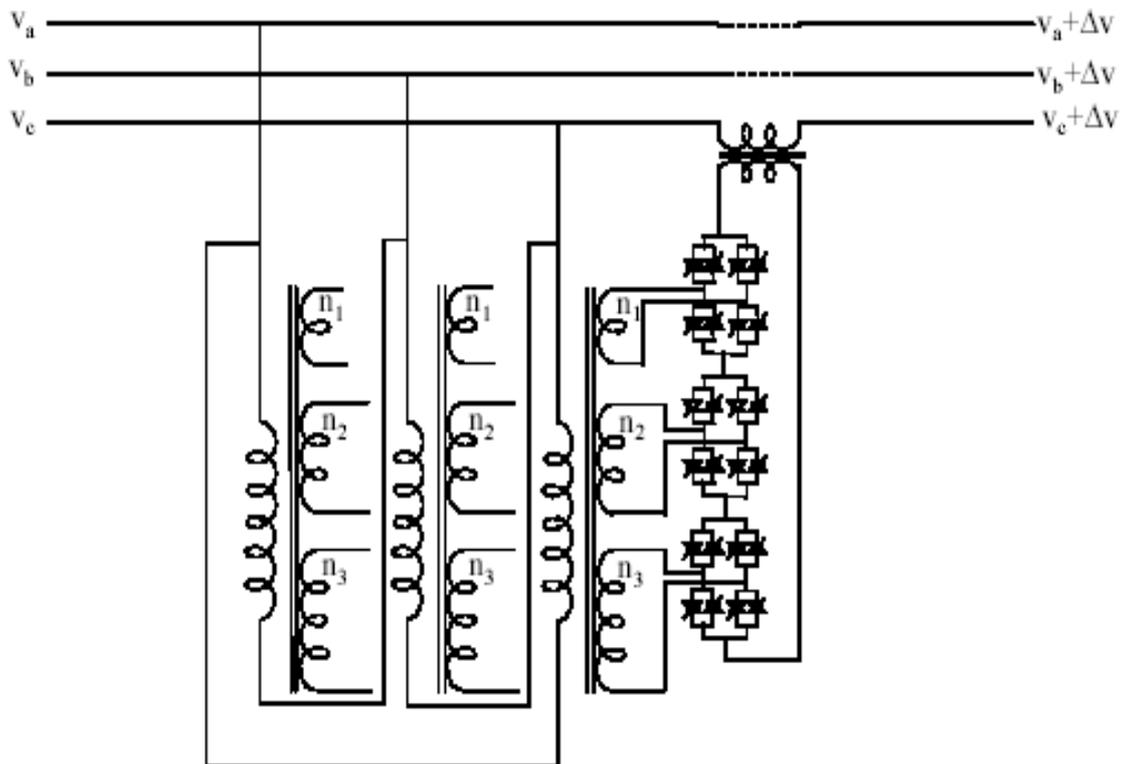


Figure 1.15 – Schéma du TCPAR [11].

Le **TCPAR** est un transformateur déphaseur à base de thyristors, ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à réglage en charge (**LTC** ; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle, ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1 , n_2 , n_3). Les deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des

thyristors. Le principe de fonctionnement du TCPAR est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques, car les thyristors sont commandés par des interrupteurs en pleine conduction. Par contre comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation. L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1 , n_2 , n_3 .

1.2.4.2 IPFC

L'IPFC est un contrôleur de charge interligne (Interligne Power Flow Contrôler). La figure 1.16 représente le schéma de ce dispositif.

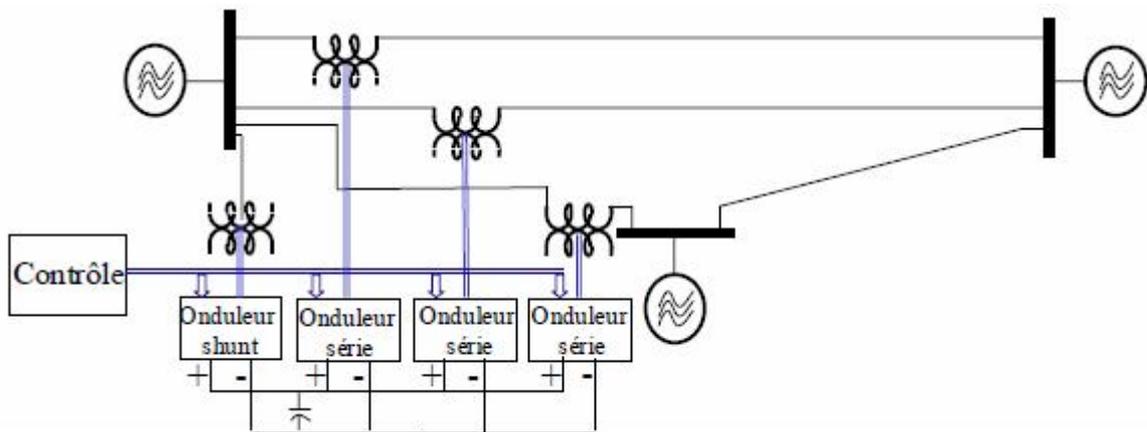


Figure 1.16 – Schéma de l'IPFC [11].

1.2.4.3 UPFC

La configuration de l'UPFC représentée par la figure 1.17 ci-dessous peut faire varier la puissance active et réactive circulant sur une ligne à haute tension. L'onduleur (1), onduleur parallèle, connecté à la ligne par le transformateur (T_p) fonctionnant comme un redresseur quatre quadrants maintient la tension V_{dc} fixe sur le condensateur tampon (C). Un deuxième onduleur (2), onduleur série, connecté au réseau par le transformateur (T_s) et alimenté par la tension V_{dc} permet d'injecter une tension en série V_s sur le réseau. Cette tension additionnelle V_s étant variable en module et en phase, il est possible de varier la tension V' , ainsi on peut modifier statiquement le flux des puissances active et réactive transmise sur la ligne.

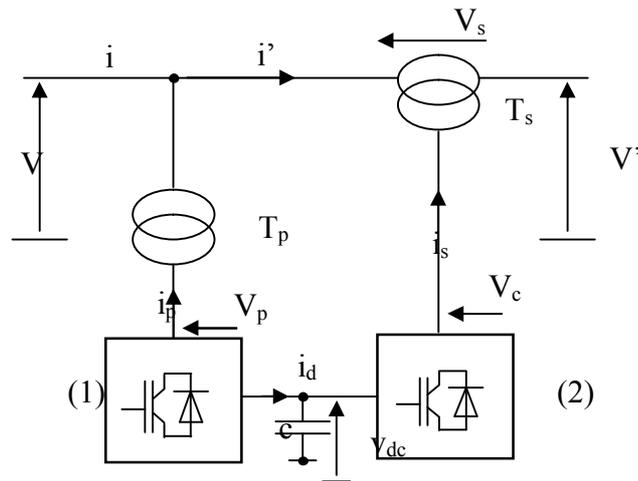


Figure 1.17 – Schéma d'un variateur de charge universel.

1.3 Le système HVDC [10] [12].

Les liaisons à courant continu ont prouvé aussi que par action rapide sur les convertisseurs électroniques, elles pouvaient améliorer le comportement des réseaux en matière de stabilité et d'amortissement d'oscillations, et qu'elles constituaient aussi un moyen d'augmentation de la flexibilité des réseaux à courant alternatif et pouvaient donc intervenir dans leur contrôle. Le schéma de la Figure 1.17 montre le principe de connexion des deux réseaux via une ligne VSC-HVDC à thyristors.

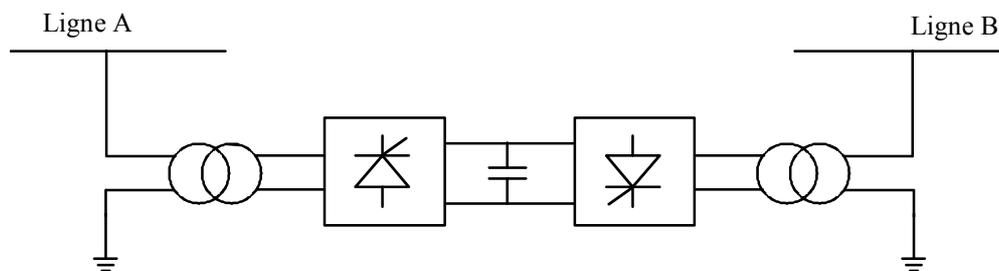


Figure 1.18 – Liaison à courant continu de deux lignes – Liaison asynchrone par convertisseurs à thyristors (HVDC)

Cette technique est connue depuis plus de quarante ans, mais elle existe encore dans beaucoup de liaisons asynchrones. Le niveau de tension de la ligne A est différent de celui de la ligne B ainsi que les fréquences des deux lignes qui peuvent être éventuellement différentes. Un transformateur adapte le niveau de tension. Les convertisseurs à thyristors travaillent soit en redresseur soit en onduleur assisté (non autonome) selon la direction du flux de puissance. C'est-à-dire les deux convertisseurs fonctionnent avec des angles de retard d'allumage

complémentaires. Celui qui travaille en redresseur, doit débiter de la puissance et reçoit un angle de gâchette α inférieur à 90° . Par contre le redresseur qui fonctionne en onduleur reçoit et injecte cette puissance vers la ligne avec un angle de retard d'allumage des thyristors α supérieur à 90° .

On dit que l'onduleur est non autonome ou assisté par la présence du réseau qui définit la tension et la fréquence. Cette liaison a des avantages mais aussi des inconvénients. L'installation est robuste, mais lente à cause du temps de commutation des thyristors, et il faut des filtres à l'entrée des convertisseurs car les courants injectés sont rectangulaires, ils génèrent trop d'harmoniques. De plus les convertisseurs de courant de ce genre, génèrent aussi de la puissance réactive, d'autant plus que l'angle de retard d'allumage α se rapproche de 180° en fonctionnement onduleur, ce qui alourdit la résolution des transits de puissance dans les lignes interconnectées.

Les techniques avancées qui utilisent les nouveaux types de semi-conducteurs de puissance (**GTO**, **IGBT** et **IGCT**) offrent une solution très significative dans le contrôle des flux de puissance et des taux d'harmoniques des réseaux.

L'utilisation des liaisons à courant continu pourrait augmenter dans l'avenir, surtout dans le cas où l'usage des convertisseurs à éléments entièrement commutables à modulation de largeur d'impulsions (**MLI**) permettant de réaliser des caractéristiques de réglage quelconque.

Les convertisseurs à **MLI** permettent de réaliser de convertisseurs statiques à courant alternatif, capables de fournir ou d'absorber de la puissance réactive et dont la tension est contrôlable. Les liaisons en courant continu récentes sont appelées **VSC-HVDC**. Elles offrent de nombreux avantages par rapport aux convertisseurs traditionnels à thyristors utilisant la commutation naturelle. En effet, elles ne requièrent pas l'installation de filtres d'harmoniques coûteux, ni de source d'énergie réactive.

Toutefois il faut mentionner que leur puissance n'atteint pas encore celle des systèmes à thyristors.

Par exemple :

Une première mondiale de ce type de liaison **VSC-HVDC** a été installée sur l'île de **GOTLAND** en Suède en 1999, elle transporte sur une distance de 50 km une puissance de 50 MW provenant d'un parc d'éoliennes. La liaison est constituée de deux câbles fonctionnant respectivement à + 80 kV et - 80 kV. Les convertisseurs **MLI** connectés aux deux extrémités génèrent des tensions triphasées à 80 kV environ [12].

Si actuellement le transport en courant continu n'est généralement pas adapté aux réseaux compte tenu des distances précitées, sauf pour des applications particulières (par exemple des traversées sous-marines), il pourra toutefois dans l'avenir être envisagé suite à l'extension du réseau et aussi pour résoudre des problèmes particuliers en utilisant notamment des systèmes VSC-HVDC.

A ce point de vue, il faut signaler un projet au Danemark de liaisons à courant continu (pour relier au réseau 50 Hz une importante ferme d'éoliennes), analogue au système de l'île GOTLAND en Suède, et un projet de liaison à courant continu (500 kV, 4 GW) de 1800 km entre l'Ouest et l'Est de l'Europe (de Barken à Smolensk) à connexions multiples [12].

Les liaisons à courant continu avec câbles souterrains sont envisageables dans les applications suivantes :

- Liaisons entre de petites unités dispersées (ferme d'éoliennes, ensemble de centrales au fil de l'eau, . . .) et la liaison de celles-ci au réseau principal.
- la fourniture d'électricité dans des îles, actuellement des systèmes de 10 à 60 MW de puissance avec des câbles à 100 kV sont réalisables ;
- Fourniture d'électricité dans des grandes agglomérations en expansion rapide.
- Fourniture d'électricité à des utilisateurs éloignés du réseau principal.

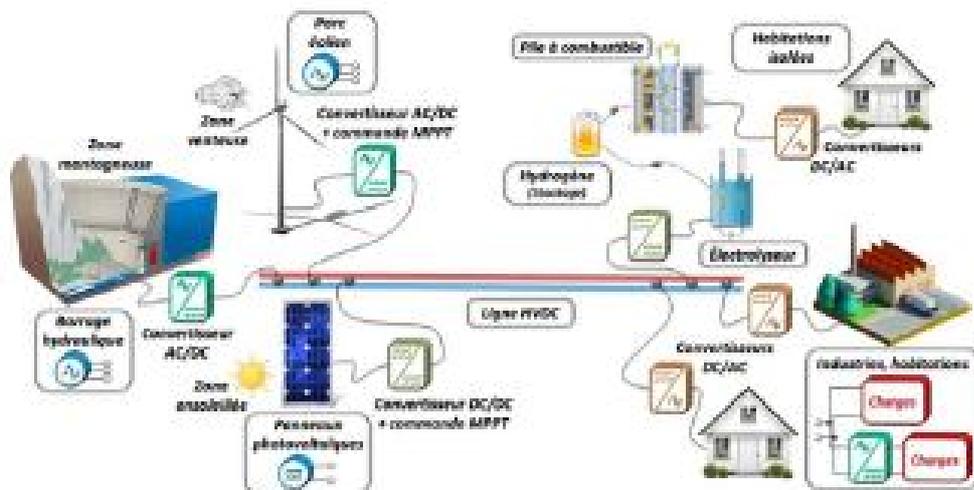


Figure 1.19 – Utilisation d'un réseau HVDC dans le cadre d'un réseau piloté de distribution d'électricité générée à partir de sources renouvelables [10].

1.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré et traité d'une manière générale l'importance des dispositifs **FACTS** (Flexible A C Transmission Systems) et les liaisons à courant continu **HVDC** permettant de résoudre dans les réseaux maillés des problèmes :

- * de contrôle de la qualité de la tension,
- * d'amortissement des oscillations,
- * d'amélioration de la répartition des transits de puissance,
- * de stabilité.

La réduction des pertes de puissance, celle des coûts des lignes de transmission, l'augmentation de la stabilité des systèmes, un meilleur contrôle de la puissance active et le développement permanent des semi-conducteurs ont rendu les systèmes **VSC-HVDC** plus compétitifs que les systèmes **AC**.

Chapitre II

Présentation des systèmes

HVDC

Chapitre II

Présentation des systèmes HVDC

2.1 Histoire de Transmission de l'énergie électrique par HVDC [12].

En 1882 la firme (Edison Electric Light Company) de Thomas Edison fonde le 4 septembre la première centrale électrique au monde à base de 6 dynamos (Jumbo) pour produire du courant continu dans le quartier de Wall Street de Manhattan, d'une capacité de 1200 lampes pour éclairer 85 maisons, bureaux ou boutiques.

La première transmission en courant continu date de 1954, il s'agissait d'une liaison entre l'île de Gotland, en mer Baltique, et la Suède de 20 MW, 200 A, 100 kV.

Bien évidemment les composants utilisés étaient des valves à vapeur de mercure. Cette première réalisation a permis d'initialiser le concept de ce type de transmission : les câbles, les redresseurs, le contrôle et l'identification des impacts sur les réseaux raccordés. La venue sur le marché, au début des années 60 des thyristors a favorisé l'essor de cette technique, rapidement les valves à vapeur de mercure ont été abandonnées à leur profit. En 1970 on comptait plus d'une dizaine de transmissions HVDC dans le monde. En 1997, il y avait plus de 50 systèmes HVDC à travers le monde et beaucoup d'autres en phase de conception ou de construction. Aujourd'hui, plus de cent cinquante liaisons ont été construites dans le monde [12].

La Figure 2.1 montre la croissance des projets de transport d'énergie électrique en HVDC dans le monde selon la puissance maximale en fonction de l'année.

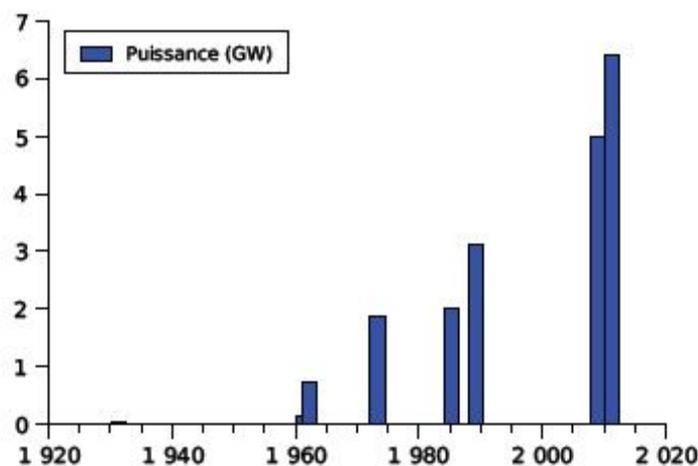


Figure 2.1 – L'évolution de la puissance transmise en HVDC selon la commission IEEE de transport et distribution [12].

Cette croissance est due au développement rapide dans le domaine d'électronique de puissance qui a permis de réaliser ces projets.

2.2 Les points clés de la transmission en courant continu [12]

1. Le premier des points clés est économique. La décision de construire une transmission ou une connexion HVDC n'est prise qu'après d'importantes études prenant en compte, dans une pluralité de situations, les besoins de transfert de puissance. La puissance moyenne étant de l'ordre du GW, très vite les questions relatives au coût d'exploitation apparaissent et en particulier le coût des pertes. Il correspond à la durée de vie de l'équipement, à un manque à gagner pour l'exploitation. Cela signifie que lors d'une soumission, ce coût de pertes vient s'ajouter au coût du matériel, des études, de la construction et de la mise en service ;
2. Le second point clé est en relation avec la disponibilité d'exploitation des transmissions ou connexions. Il est clair que la disponibilité est en relation avec la fiabilité et la maintenance des installations. La disponibilité demandée, dans les cahiers de charges, est globalement supérieure à 99%. et pour le service est égale au quotient :

Heures de disponibilité pour le service / heures de la période considérée

La fiabilité des matériels, nécessaire pour réaliser ces objectifs de disponibilité, est obtenue au moyen de deux axes principaux de conception :

- D'une part en mettant en œuvre les composants qui permettent de respecter une rigoureuse coordination des isolements face aux perturbations les plus sévères des réseaux ;
- D'autre part avec la mise en œuvre des contrôles redondants, car c'est bien à ce niveau que les MTBF2 sont les plus faibles.

2.3 Les technologies de transport de l'électricité

Au début de l'électricité, les deux grandes technologies de transport de l'électricité, en courant continu et en courant alternatif, ont été en concurrence, mais le courant alternatif l'a

emporté assez vite de par la facilité qu'il offre par le changement de tension (le transformateur) et la simplicité qu'il présente pour la production d'électricité (l'alternateur). Pour le courant continu, (en simplifiant), on peut dire que c'est plus compliqué et aujourd'hui, il faut disposer d'une étape intermédiaire en courant alternatif.

Par contre le courant continu reste en lice dans le domaine du transport de l'électricité, en particulier pour de longues distances. Voici par exemple une comparaison économique : pour 1000 MW à transporter en ligne aérienne à courant alternatif, en câble souterrain et en câble souterrain à courant continu, alors en souterrain, la bascule entre alternatif et continu se fait vers 50-60 km.

Généralement, les coûts d'investissement d'une ligne aérienne à courant continu **DC** sont supérieurs par rapport à une ligne **AC**, surtout à cause des stations de conversion. L'aérien est moins cher (une liaison aérienne à courant continu serait plus chère que l'aérien alternatif jusqu'à 500 km environ).

La Figure 2.2 montre la structure de coût des éléments de réseau en courant continu et en courant alternatif.

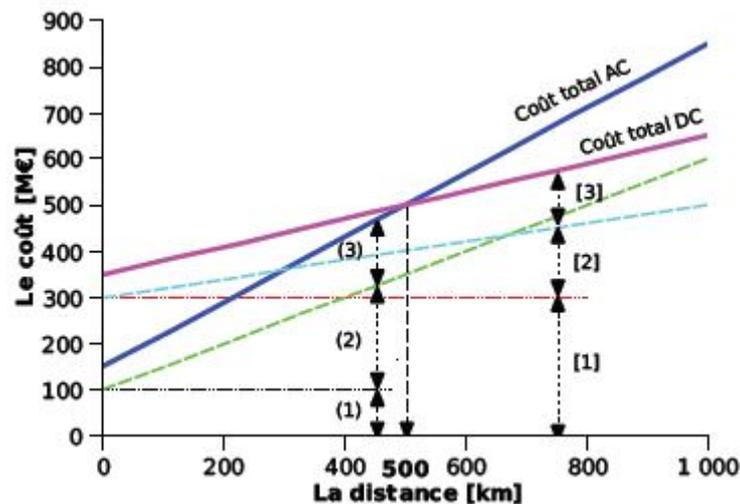


Figure 2.2 – Comparaison des coûts de lignes aériennes AC et DC en incluant les pertes : (1) coût des stations, (2) coût des lignes, (3) coût des pertes [12].

En bref, les lignes **DC** présentent une solution pratique dans des conditions particulières, tandis que les lignes **AC** ne sont pas une solution acceptable.

Quelques exemples pour illustrer cette comparaison :

1. Deux câbles de 700 MW entre le Maroc et l'Espagne, mis en service en 1997 et 2006, ont en moyenne 27 km de long, pour des liaisons de longueur totale 60 km, ils sont en courant alternatif ;
2. Il faut aller par exemple en Chine pour trouver de grands projets aériens à courant continu : Xiangjiaba-Shanghai pour 6400MW sur 2071 km.

Sur le plan qualitatif, les liaisons à courant continu présentent des avantages certains :

- Pour la répartition sur un réseau maillé, le courant alternatif est à la merci de la seconde **loi de Kirchhoff**, en particulier en cas d'incident ceci peut provoquer des phénomènes incontrôlés, par contre en courant continu, les flux ne dépendent que des consignes aux deux extrémités de la liaison.
- Pour la stabilité, les alternateurs d'un réseau alternatif doivent avoir des vitesses rigoureusement identiques. Ces contraintes de stabilité rendent le système vulnérable aux incidents. Une liaison à courant continu est asynchrone et n'impose rien aux vitesses des alternateurs à ses deux extrémités.
- Pour les courants de court-circuit, ceux-ci sont accrus par le développement du maillage et des puissances en courant alternatif. Une liaison à courant continu permet un apport de puissance sans augmentation du courant de court-circuit.

Malgré ces avantages, les liaisons à courant continu ne se sont vraiment développées que dans des circonstances particulières :

- * liaisons sous-marines,
- * liaisons longues distances.

En effet, le réseau alternatif a été dès le début incomparable pour mutualiser les moyens tant de production que de transport, ce qui est un élément clef de la résistance aux chocs que sont les incidents. Et, si les technologies à courant continu ont beaucoup progressé au cours des quarante dernières années, les technologies à courant alternatif ont aussi évolué.

Avec les technologies (il y a quarante ans), on ne pourrait pas exploiter le réseau dans les conditions actuelles, les progrès ont favorisé l'alternatif dans deux domaines :

- La rapidité et la fiabilité des protections visant toutes à la fois à déconnecter les zones du réseau siège d'un défaut, et à protéger les zones saines .
- La régulation des groupes turbo-alternateurs permet d'assurer la stabilité des machines dans des conditions jugées naguère irréalisables.

2.4 Intérêts de HVDC par rapport à une transmission AC [13].

Dans un certain nombre d'applications le **HVDC** est plus efficace que la transmission à **AC** :

1. Utilisation de câbles sous marins de plus de 30 km. Pour de telles distances et dans le cadre d'une transmission **AC**, les câbles sont fortement capacitifs. Il est donc nécessaire d'avoir des stations intermédiaires pour assurer la compensation.
2. Liaison asynchrone entre deux systèmes **AC**. Une interconnexion **AC** n'est pas faisable pour des raisons de stabilité et de différence entre les fréquences nominales des deux systèmes.
3. Transmission de puissance longue distance par l'intermédiaire de lignes aériennes. Lorsque les deux types de transmissions sont envisageables, la décision finale est prise en fonction du coût total des deux alternatives.

2.5 Les avantages et les applications du HVDC et du VSC-HVDC [12].

1. **Interconnexions.** Les projets de l'Union Européenne et des Etats-Unis pour améliorer le transport d'énergie, suite aux coupures à grande échelle, se sont traduits par le développement de plans supplémentaires pour de nouvelles interconnexions et davantage d'interconnexions transfrontalières ainsi que par des demandes de réseau plus fiable. L'élargissement de l'Union Européenne en mai 2004 a ouvert la porte à de nouveaux réseaux d'énergie transnationaux. La volonté des Etats Baltes, par exemple, de créer un système en boucle permettant de connecter tous les réseaux de cette région montre l'importance des interconnexions et le rôle vital que le **HVDC** peut jouer. Des interconnexions entre l'Europe et l'Afrique du Nord sont également envisagées.

- 2. Prévention des coupures.** Les lignes HVDC ne peuvent pas être mises en surcharge. La technologie HVDC permet de maîtriser le débit de l'énergie transportée, avec le HVDC, l'énergie peut ainsi faire l'objet de transactions commerciales entre des réseaux indépendants, supprimant les défaillances et compensant les fluctuations de tension.

- 3. Retour d'alimentation rapide.** Outre les avantages du HVDC traditionnel, le VSC-HVDC offre également une possibilité appelée 'black start' qui permet d'alimenter des réseaux ayant connu une coupure d'alimentation totale, par exemple, le câble Cross Sound VSC-HVDC qui relie Long Island et le Connecticut, a été mis en fonction très rapidement après les coupures d'énergie qu'a connu l'Est des Etats-Unis à la mi-août 2003, permettant un retour rapide et efficace de l'électricité chez des milliers de consommateurs locaux.

- 4. Transport performant sur de longues distances.** Des exemples en Australie, au Brésil, en Chine, en Europe et aux Etats-Unis démontre l'efficacité sur la longue distance de la technologie HVDC d'ABB. Les pertes en ligne sont nettement moins importantes qu'avec la technologie HVAC classique.

- 5. L'intégration de sources d'énergie renouvelables dans les réseaux.** Le HVDC est la technologie idéale pour une intégration efficace dans les réseaux de l'électricité générée par les sources d'énergie renouvelables. Elle est particulièrement adaptée au transport de l'énergie produite par des éoliennes offshore à des réseaux terrestres et pour les connexions avec des installations offshore, telles que des plates-formes pétrolières avec les réseaux terrestres.

- 6. Avantages pour l'environnement.** En favorisant un transport d'énergie souterrain et sous-marin, le système VSC-HVDC offre des avantages indéniables vis-à-vis de l'environnement. Par exemple, le projet Muraylink en Australie. la plus longue interconnexion haute tension souterraine au monde avec 177 km. a remporté la "2002 Case EARTH Award for Environmental Excellence" pour les meilleures pratiques et innovations dans la gestion environnementale de projets de génie civil.

2.6 La transmission en courant continu HVDC [01]

Le schéma général d'une liaison en courant continu est représenté par la figure 2.3: deux réseaux en courant alternatif (cas des réseaux français et espagnol) reliés au travers d'une série d'éléments qui transforment le courant alternatif en courant continu (redresseur), transportent l'énergie le long d'une série de câbles et re-transforment le courant continu en courant alternatif (onduleur). Le système est complètement réversible et le flux de puissance peut circuler dans les deux sens, selon le réglage imposé par l'opérateur.

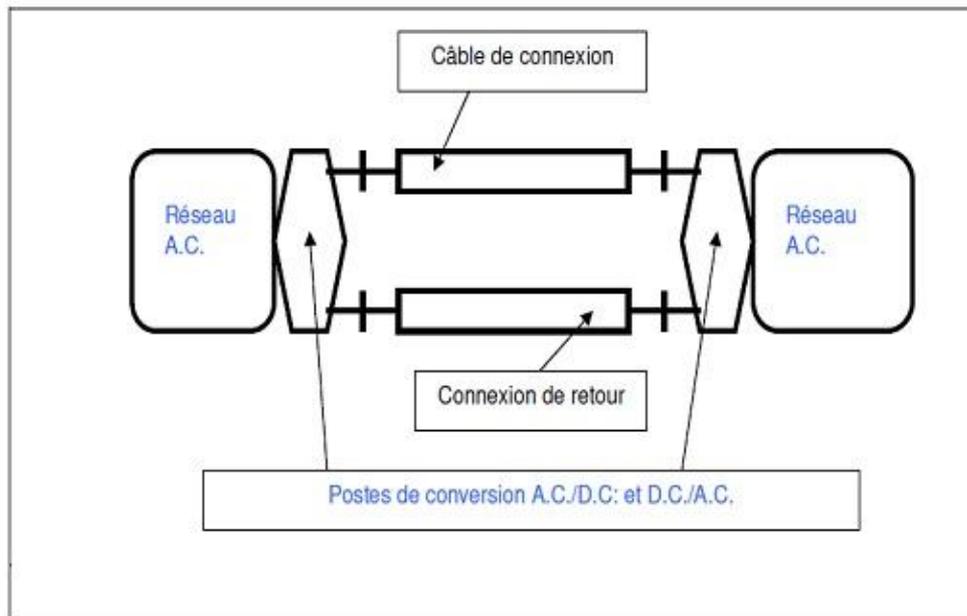


Figure 2.3 – Schéma de principe d'une liaison en courant continu HVDC [01]

Il faut qu'on mentionne les deux principales technologies qui sont utilisées dans le monde pour la réalisation de ce type de liaison, et qui se différencient tant pour la configuration des postes de conversion que pour le type et le nombre de câbles pouvant être utilisés.

Les deux familles de configurations sont les suivantes :

2.6.1 Convertisseurs à commutation de ligne LCC (Line Commutated Converters):

Les convertisseurs à commutation de ligne, dont les éléments de base sont des thyristors ont été développés dès les années 50 (à l'époque les thyristors étaient à vapeur de mercure,

tandis qu'actuellement ce sont des composants d'électronique de puissance basés sur le silicium) et se basent sur une technologie très affirmée et stable. Ils sont adaptés pour le transport de grandes quantités d'énergie aux niveaux de tension les plus élevés (la technologie pour le niveau +/- 600 kV est toute à fait stabilisée, alors qu'on qualifie actuellement pour le marché chinois les composants de ligne et de poste pour le +/-800 kV) ; ce système nécessite d'importants réseaux en amont et en aval et permet le flux de puissance dans les deux sens. Des filtres et des bancs de condensateurs sont nécessaires pour la compensation de l'absorption de puissance réactive et pour mitiger les harmoniques de courant générées par les convertisseurs.

Le schéma de fonctionnement d'un poste de conversion de type LCC est représenté par la figure 2.4 : on y remarque la présence des filtres aux deux bornes, les transformateurs de conversion et les modules de valves à thyristors. La figure représente aussi un poste monopolaire avec électrode de retour.

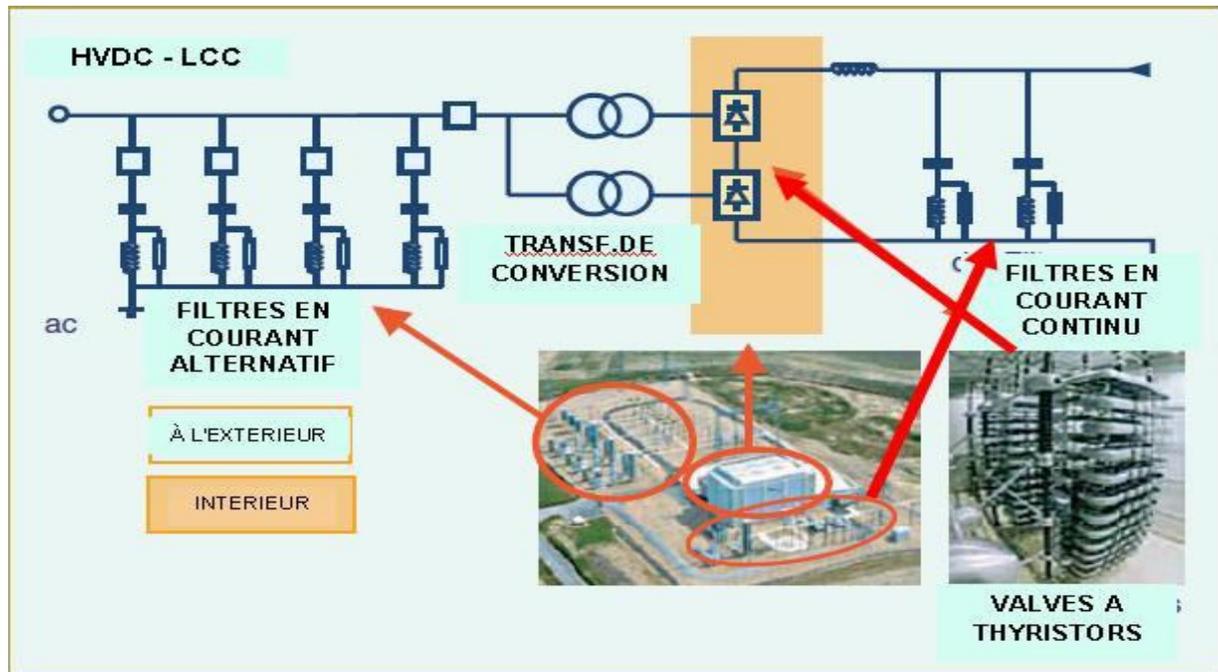


Figure 2.4 – Schéma de fonctionnement d'un poste de conversion de type LCC [01]

Ces organes de conversion ont quelques inconvénients difficiles à surmonter, et qui pour certains limitent leur utilisation, on les résume par les points suivants :

- Les convertisseurs absorbent de la puissance réactive en régime permanent, cette consommation correspond à environ 50 % de la puissance active transférée mais celle-ci est beaucoup plus importante pendant les périodes transitoires. Par conséquent, des sources de puissance réactive telles que les SVC (Static Var Compensator) ou FACTS

(Flexible Alternating Current Transmission Systems) doivent être connectées au côté **AC** des convertisseurs.

- La conduction des diodes ou des thyristors (interrupteurs pour ces convertisseurs) ne peut se faire que lorsque les tensions de phase sont positives. Si le système alternatif est fragile, une faible perturbation sur sa tension peut entraîner des difficultés au niveau des commutations.
- Les convertisseurs engendrent des harmoniques sur les côtés alternatif et continu. En plus d'être une perte pour la transmission de puissance, ces harmoniques peuvent d'une part causer un échauffement des condensateurs et parfois des génératrices, et d'autre part interférer avec les systèmes de communication, donc il est nécessaire d'incorporer des équipements de filtrage.
- L'utilisation de ces convertisseurs se fait toujours en source de courant (**CSC** : Current Source Converter) et par conséquent, le changement de direction du flux de puissance est réalisé en modifiant la polarité de la tension **DC**. Ce fait est une contrainte pour le contrôle des convertisseurs.

2.6.2 Convertisseurs à source de tension VSC (Voltage Source Converter) :

Le développement des semi-conducteurs haute puissance, en particulier avec l'apparition des **GTO** (Gate Turn-Off thyristor) et des **IGBT** (Insulated Gate Bipolar Transistors), la conception des convertisseurs a alors tiré parti de ces technologies. On les rencontre à présent sous la forme de convertisseurs fonctionnant en source de tension (**VSC** : Voltage Source Converter). Ces convertisseurs sont du type quatre quadrants. De plus, ils opèrent à n'importe quel facteur de puissance et des commandes conçues à partir de Modulation de Largeur d'Impulsion (**MLI** ; en anglo-saxon **PWM**, Pulse Width Modulation) peuvent leur être associées. Ces commandes permettent l'approximation de la tension de référence de sortie par la réalisation d'une tension moyenne de même valeur sur une période de commutation. Pour cela, elles utilisent une modulation temporelle des niveaux possibles les plus proches. Leur profil de tension de sortie **AC** est meilleur du point de vue harmonique.

Le schéma de fonctionnement d'un poste de conversion de type VSC est indiqué dans la figure 2.5. On y remarque les transformateurs de conversion, le filtre intermédiaire et le module de valves à transistors IGBT. La figure représente aussi un poste bipolaire.

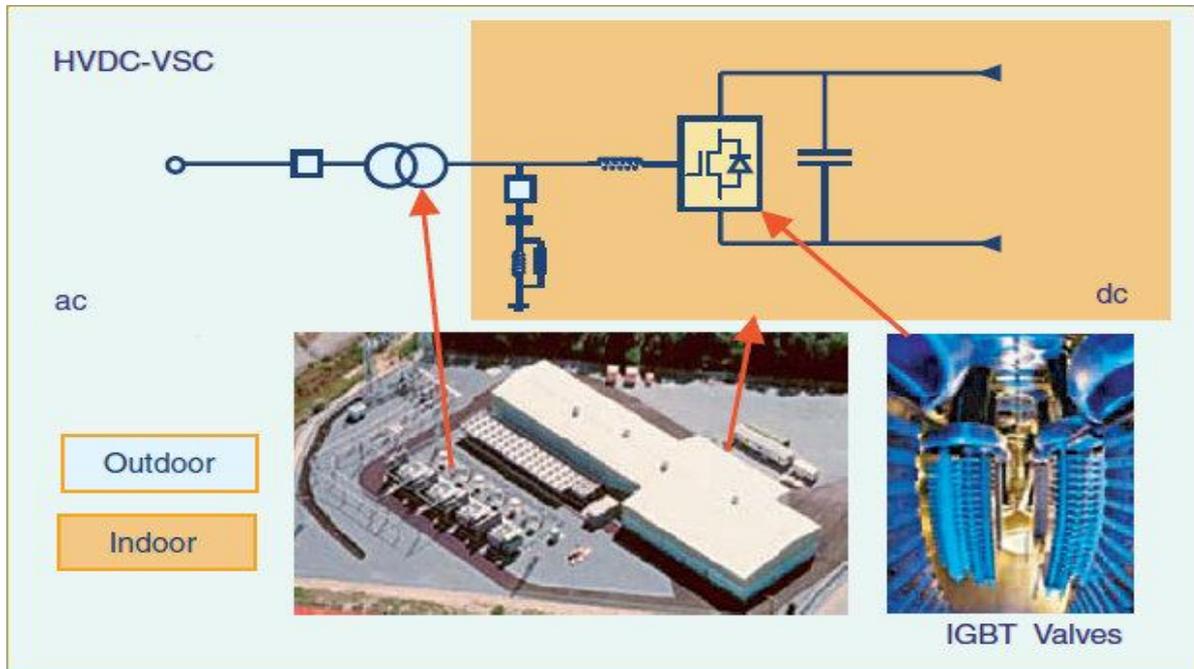


Figure 2.5 – Schéma de fonctionnement d'un poste de conversion VSC-HVDC [01]

Pour un système HVDC, la présence de convertisseurs VSC apporte de précieux avantages tels que :

- Les harmoniques de faible ordre peuvent être grandement atténuées si la fréquence de commutation des convertisseurs le permet, réduisant ainsi la taille des équipements de filtrage.
- Les convertisseurs VSC sont capables d'absorber et d'engendrer de la puissance réactive.
- Les composants VAR connectés au côté AC des convertisseurs ne sont plus nécessaires.
- La puissance active transportée par la ligne DC et les puissances réactives de chaque terminal sont contrôlées indépendamment.
- Les temps de réponse sont plus courts grâce à l'augmentation de la fréquence de commutation des commandes PWM, cette fréquence était inférieure à 300 Hz lorsque les interrupteurs étaient réalisés à partir de thyristors. Elle devient maintenant supérieure à 1 kHz avec les GTO ou les IGBT.
- Les convertisseurs VSC sont indépendants du synchronisme.

Malgré tout, en plus de leur coût, les convertisseurs VSC n'offrent pas la même facilité pour connecter les composants en série. Les pertes en conduction sont aussi plus importantes et la fiabilité des IGBT est plus faible que celle des thyristors.

Néanmoins, ces convertisseurs représentent l'avenir pour la conception des systèmes HVDC et ils peuvent être les candidats idéaux pour les domaines d'application suivants :

- La connexion de sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes.
- L'acheminement d'électricité vers des îles.
- L'apport d'énergie à des grandes villes soumises à des contraintes environnementales et de sécurité.

2.7 Configuration d'une transmission DC [13].

Les systèmes HVDC peuvent être configurés de plusieurs manières en fonction du coût, de souplesse et / ou exigences opérationnelles

1. Les liaisons "back-to-back"
2. Les liaisons entre deux terminaux
3. Les liaisons multi terminaux

2.7.1 Systèmes DC "back-to-back" (figure 2.6)

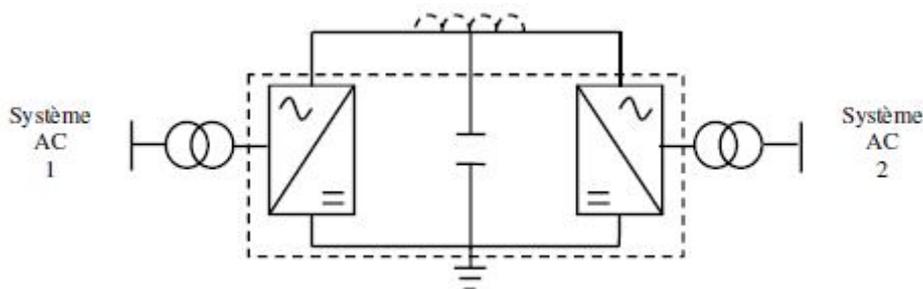


Figure 2.6 – Système DC "back-to back" [13]

Dans un système de transmission de puissance "back-to-back", le redresseur (convertisseur AC - DC) et l'onduleur (convertisseur DC - AC) sont d'une part localisés dans une même station, c'est-à-dire un même bâtiment, et d'autre part reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série pour les convertisseurs CSC ou d'un condensateur en parallèle pour les convertisseurs

VSC (figure 2.6). Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes AC asynchrones qui peuvent soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit le faire sans être synchronisés

2.7.2 Transmission DC entre deux terminaux

Les transmissions DC entre deux terminaux peuvent être bipolaires ou monopolaires. Une configuration monopolaire est montrée dans la figure 2.7. Elle utilise un seul conducteur et le chemin de retour est assuré par la terre ou l'eau. Les considérations économiques conduisent souvent à privilégier ces systèmes dans le cadre de transmission par câble. Cette configuration peut aussi être la première étape dans la conception d'un système bipolaire. A la place d'un retour par la terre, un conducteur métallique à basse tension peut être utilisé lorsque la résistivité de la terre est trop importante, ou encore, lorsque les interférences avec des structures métalliques sous-terraines/sous-marines sont préjudiciables

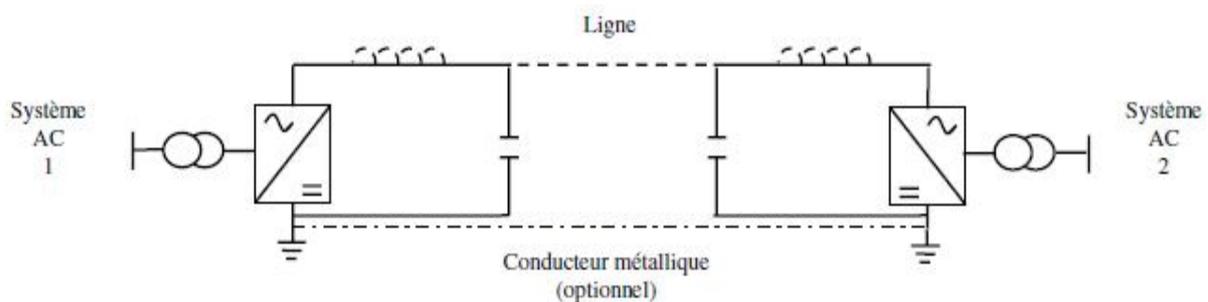


Figure 2.7 – Configuration monopolaire CSC ou VSC suivant la présence d'inductances ou de condensateurs [13]

La configuration bipolaire (figure 2.8) est généralement utilisée pour une transmission de puissance par voie aérienne. Dans ces systèmes, on dispose de deux conducteurs, un par polarité (positive ou négative), et chaque terminal possède deux convertisseurs connectés en série du côté DC et fonctionnant à la même tension nominale. Les jonctions entre les convertisseurs sont réalisées par la terre, normalement, les courants qui traversent les conducteurs sont égaux et il n'y a pas de courants qui s'écoulent dans la terre. Les deux pôles peuvent fonctionner indépendamment et par conséquent si un pôle est isolé à cause d'un défaut sur son conducteur, l'autre pôle peut transporter la moitié de la puissance nominale voire plus en considérant les possibilités de surcharge des convertisseurs et de

la ligne, du point de vue des performances, une configuration bipolaire est considérée comme étant l'équivalent d'une transmission AC utilisant deux lignes voir figure 2.6.

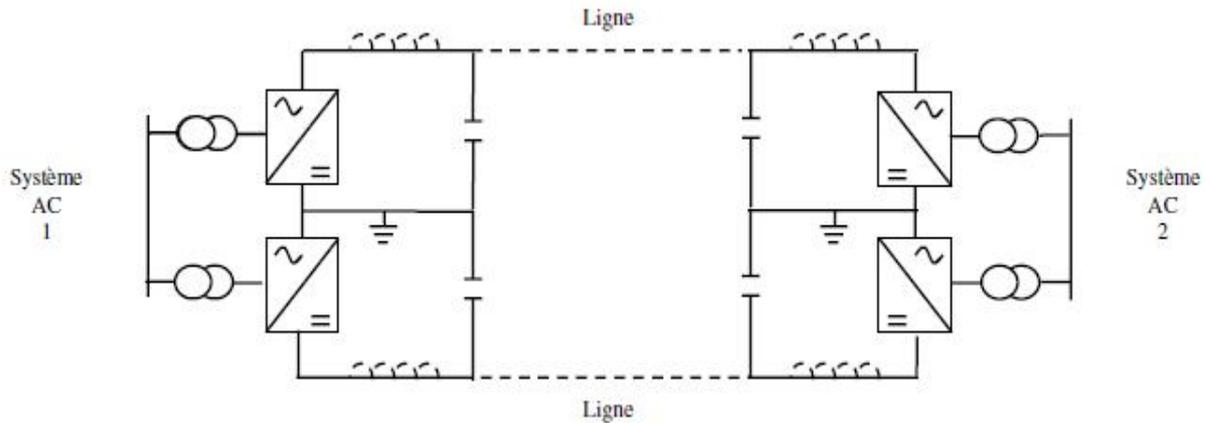


Figure. 2.8 – Configuration bipolaire [13]

2.7.3 Transmission multi terminale

De par le développement et le succès grandissant des transmissions DC entre deux terminaux ("point to point"), les concepteurs de systèmes de puissance ont réalisé que les liaisons multi terminaux (MTDC) pouvaient être beaucoup plus attractives, et ce afin d'exploiter pleinement les avantages économiques et techniques de la technologie HVDC. Les systèmes MTDC se déclinent suivant deux configurations :

1. Les liaisons parallèles
2. Les liaisons séries (utilisant uniquement des convertisseurs CSC)

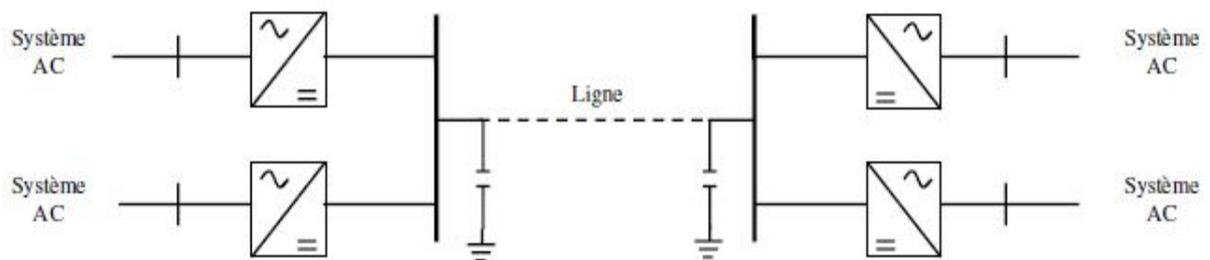
Dans une configuration parallèle, les convertisseurs opèrent tous à la même tension DC nominale, les connexions peuvent être soit radiales (figure 2.9(a)) soit maillées (figure 2.9(b)).

Remarque : Pour plus de clarté, on a volontairement omis les condensateurs dans la figure 2.9 (b).

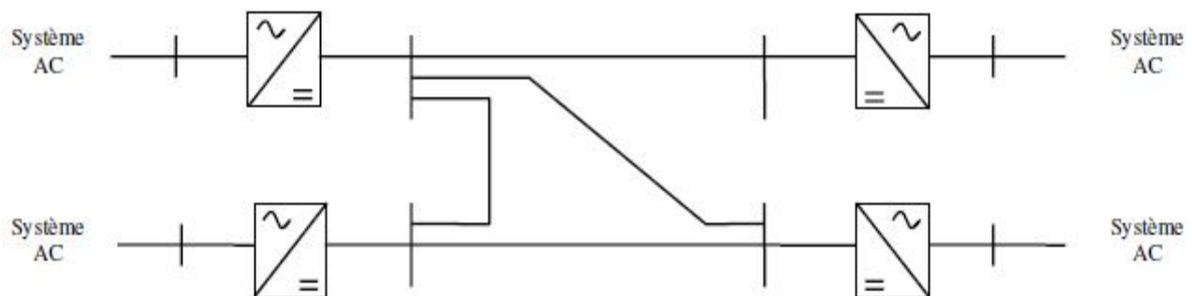
Dans une configuration série, les convertisseurs CSC opèrent tous au courant DC nominal (figure 2.10).

La majorité des études et des applications impliquant des systèmes MTDC utilisent des configurations parallèles. Dans celles-ci, la connexion radiale est préférée. En effet, bien que les connexions maillées offrent plus de redondances, elles demandent néanmoins des longueurs de ligne plus importantes et par conséquent, elles sont onéreuses.

Comparées aux configurations séries, il est reconnu que les configurations parallèles réduisent les pertes des lignes, sont plus simples à commander et offrent plus de flexibilité pour des futures extensions. Nous pouvons toutefois noter que les configurations séries sont confinées aux applications où il est plus économique d'opérer sous un courant important et une basse tension.



(a) Connexion radiale



(b) Connexion maillée

Figure 2.9 – Exemples de liaisons MTDC - VSC - Configuration parallèle [13]

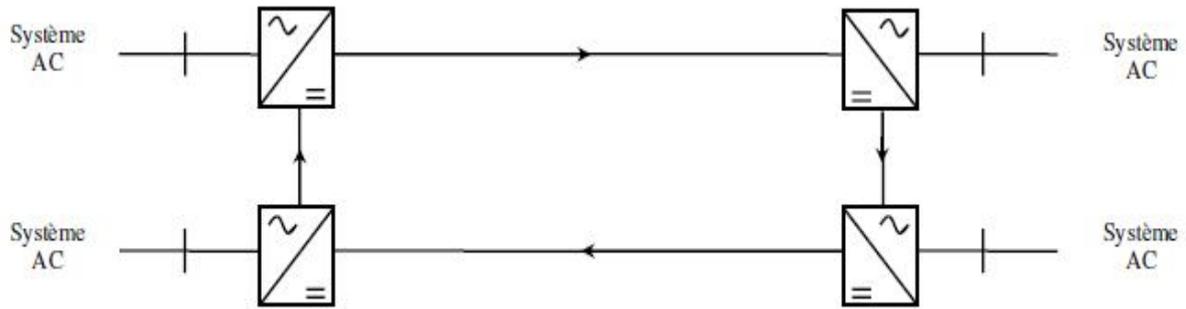


Figure 2.10 – Schéma de principe d'une liaison MTDC - CSC en configuration série (inductances omises) [13]

Conclusion

La technique du transport en courant continu est devenue aujourd'hui tout à fait mature et bien maîtrisée. Après des débuts difficiles, il a fallu faire la preuve de la faisabilité technique et de la viabilité économique par rapport à la technique bien établie du courant alternatif.

On vient de présenter les différentes configurations dans lesquelles on peut rencontrer les systèmes **HVDC** et on s'intéresse tout particulièrement dans la suite de cette étude à la transmission de puissance entre deux terminaux, lorsque celle-ci intègre une seule ligne de transmission (configuration monopolaire de type **VSC**).

Pour un système **VSC-HVDC**, la présence de convertisseurs apporte de précieux avantages. Ces convertisseurs **VSC** représentent l'avenir pour la conception des systèmes **HVDC**.

Chapitre III
Modélisation des systèmes
VSC-HVDC

Chapitre III

Modélisation des systèmes VSC-HVDC

3.1 Introduction

L'objet de ce chapitre est de présenter les modèles des différents éléments qui contribuent au transfert de la puissance active. Ainsi, nous allons dans un premier temps étudier la modélisation de la source de puissance. Nous pourrions voir que celle-ci sera soit décrite par un bus infini, soit par une génératrice synchrone. Nous porterons ensuite un intérêt à la modélisation des convertisseurs. La problématique sera de choisir un modèle qui soit adapté à la commande et qui couvre un large domaine d'applications, c'est-à-dire qui ne soit pas confiné à une topologie particulière des convertisseurs. Le modèle de ligne de transmission sera aussi un élément essentiel dans notre système. Il aura pour objectif de représenter correctement les fréquences de résonance de la ligne dans la bande passante du correcteur. Le modèle de la charge sera quant à lui très simplifier. Nous expliquerons les raisons de ce choix.

Le système considéré dans la majorité de cette partie, est constitué par une source de puissance et une charge, connectées à une ligne de transmission via deux condensateurs de lissage et des convertisseurs VSC (figure 3.1).

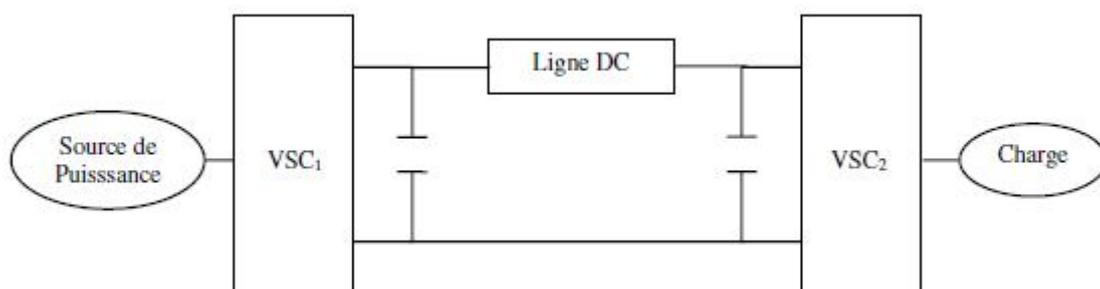


Figure 3.1 – Système étudié (VSC-HVDC)

3.2 Modélisation de la source de puissance [08] [13] [14] [15] [16] [25].

L'idée la plus simple que l'on puisse avoir pour définir une source de puissance est de considérer que celle-ci est un bus infini (figure 3.2), c'est-à-dire un système caractérisé par une source de tension triphasée et équilibrée, des résistances de ligne R et des inductances de ligne L .

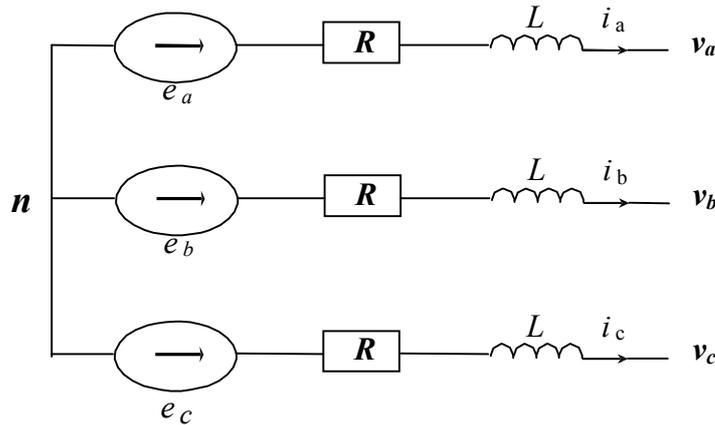


Figure 3.2 – Représentation du bus infini

On note par $v_{a,b,c}$ les tensions simples (par rapport au neutre de la source) aux bornes de chaque phase.

Le réseau est supposé parfaitement équilibrer, et les impédances des trois phases sont identiques.

On a:

$$\begin{cases} e_a = E_{MAX} \sin \omega t \\ e_b = E_{MAX} \sin \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \\ e_c = E_{MAX} \sin \left(\omega t - \frac{4\pi}{3} \right) \end{cases} \quad (3.1)$$

En appliquant les lois de Kirchhoff à chacune des phases, on obtient :

$$\begin{cases} \frac{di_a}{dt} = -\frac{R}{L}i_a + \frac{1}{L}(e_a - v_a) \\ \frac{di_b}{dt} = -\frac{R}{L}i_b + \frac{1}{L}(e_b - v_b) \\ \frac{di_c}{dt} = -\frac{R}{L}i_c + \frac{1}{L}(e_c - v_c) \end{cases} \quad (3.2)$$

Le système d'équations différentielles donnant le courant \mathbf{i} dans chaque phase sous forme matricielle est tel que :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} e_a - v_a \\ e_b - v_b \\ e_c - v_c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Ou bien sous la forme suivante :

$$\frac{di_{abc}}{dt} = -\frac{R}{L}i_{abc} + \frac{1}{L}(e_{abc} - v_{abc}) \quad (3.4)$$

Une simplification de la description mathématique du bus infini peut être obtenue en considérant la transformation de **Park**. Cette transformation définit à partir de grandeurs données (courant, tension) de nouvelles grandeurs exprimées dans le repère tournant dq [25].

En désignant par θ , l'angle entre l'axe d et l'axe magnétique de la phase a , la transformation de **Park** (conservant l'amplitude) est définie par :

$$p = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \quad (3.5)$$

En multipliant chaque terme de l'équation (3.4), par la matrice \mathbf{P} , on obtient :

$$p \frac{di_{abc}}{dt} = -\frac{R}{L} i_{dq0} + \frac{1}{L} (e_{dq0} - v_{dq0}) \quad (3.6)$$

Où les variables indexées par l'indice **0** sont les variables stationnaires, elles sont proportionnelles à la séquence zéro des grandeurs électriques (courant, tension).

En ne considérant que le terme de gauche dans l'équation (3.6), on aura :

$$\begin{aligned} p \frac{di_{abc}}{dt} &= \frac{d(Pi_{abc})}{dt} - \frac{dP}{dt} i_{abc} \\ &= \frac{d(i_{dq0})}{dt} - \frac{d\theta}{dt} \frac{\partial P}{\partial \theta} i_{abc} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Les axes magnétiques des phases du bus infini tournant, par définition, à une vitesse angulaire constante ω , ainsi $\theta = \omega t$ et de même :

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \quad (3.8)$$

En s'intéressant au calcul de $\frac{\partial P}{\partial \theta} i_{abc}$, on aura :

:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial \theta} i_{abc} &= \frac{2}{3} \begin{pmatrix} -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\cos(\theta) & -\cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} \\ &= \begin{pmatrix} i_q \\ -i_d \\ 0 \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (3.9)$$

A partir des équations (3.6), (3.8) et (3.9), on obtient :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R}{L}i_d + \omega i_q + \frac{1}{L}(e_d - v_d) \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R}{L}i_q - \omega i_d + \frac{1}{L}(e_q - v_q) \\ \frac{di_0}{dt} = -\frac{R}{L}i_0 + \frac{1}{L}(e_0 - v_0) \end{cases} \quad (3.10)$$

Au début on avait supposé que les tensions de ligne du bus infini étaient équilibrées, par conséquent, la relation $e_a + e_b + e_c = 0$.

Puisque tous les courants sont sortants du neutre du réseau, alors on peut établir l'expression suivante : $i_a + i_b + i_c = 0$.

Il en sera de même pour les dérivées des courants par rapport au temps.

Enfin, en sommant les équations (3.2), on obtient : $v_a + v_b + v_c = 0$, c'est-à-dire que les tensions au bout du réseau sont aussi équilibrées.

Du fait que chacune des grandeurs électriques est équilibrée, il n'existera pas de séquence zéro et par conséquent, le modèle du bus infini se réduit aux deux équations différentielles suivantes :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R}{L}i_d + \omega i_q + \frac{1}{L}(e_d - v_d) \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R}{L}i_q - \omega i_d + \frac{1}{L}(e_q - v_q) \end{cases} \quad (3.11)$$

On vient d'établir le modèle d'une source de puissance que l'on peut qualifier comme idéale. Ce modèle élémentaire est très utilisé dans la littérature du fait de sa simplicité [13,30].

De plus, il permet d'établir des premiers résultats lorsque l'on veut élaborer des lois de commande, et c'est aussi la raison pour laquelle on l'utilisera ultérieurement.

Cependant afin de pouvoir généraliser notre étude et la valoriser, il convient de se demander quels sont, dans la réalité, les principaux acteurs qui jouent le rôle de sources de puissance et de quelle manière les modéliser.

Les génératrices synchrones constituent la principale source d'énergie électrique dans les systèmes de puissance [13,26] et le problème majeur, dans l'étude de la stabilité de ces systèmes,

est de conserver leurs synchronismes. Ainsi, une compréhension de leurs caractéristiques mais aussi le choix d'un modèle suffisamment "fin" sont d'une importance cruciale dans l'étude de la stabilité des systèmes de puissance.

La modélisation et l'analyse des génératrices synchrones ont toujours été un challenge.

Ces problèmes ont principalement été traités dans les années 1920 et 1930 [13,27], et ont été le sujet d'investigations beaucoup plus récentes [13,28]. La théorie ainsi que les performances des génératrices synchrones ont aussi conduit à de nombreux ouvrages [13,29].

Pour cette raison, nous avons choisi de décrire la génératrice synchrone par un modèle complet.

Celui-ci est exprimé dans le repère tournant dq (transformation de Park conservant l'amplitude) et utilise les courants, statoriques et rotoriques, et la vitesse angulaire du rotor comme variables d'état. La figure 3.3 montre la représentation de la machine synchrone dans le repère de PARK.

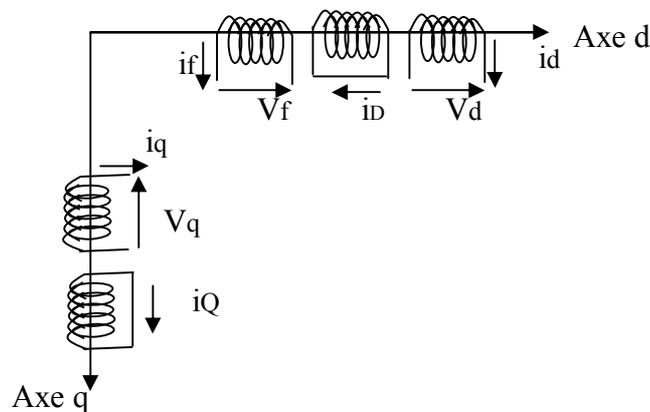


Figure 3.3 – Modèle de Park de l'alternateur [8].

3.2.1 Modèle à deux axes de l'alternateur

Le modèle à deux axes est souvent utilisé avec une précision très acceptable. En considérant les termes de transformation négligeables devant ceux liés à la rotation et en supposant la pulsation de rotation w voisine de la pulsation synchrone w_s , on obtient les équations du modèle à deux axes de la machine. Les composantes de la tension aux bornes de la machine suivant les axes q et d sont telles que :

$$V_q = E'_q - rI_q + X'_d I_q \quad (3.12)$$

$$V_d = E'_d - rI_d - X'_q I_q \quad (3.13)$$

Où $X'_d = \omega L'_d$ et $X'_q = \omega L'_q$ sont respectivement les réactances transitoires directe et en quadrature de l'alternateur.

La variation de la f.e.m derrière la réactance transitoire selon les axes d et q est donnée par les deux équations suivantes :

$$T'_{do} \dot{E}'_q = -E'_q + (X_d - X'_d)I_d + E_{fd} \quad (3.14)$$

$$T'_{qo} \dot{E}'_d = -E'_d - (X_q - X'_q)I_q \quad (3.15)$$

Où $X_d = \omega L_d$ et $X_q = \omega L_q$ sont les réactances synchrones directe et en quadrature.

La figure 3.4 représente le diagramme de block de modèle statorique sur le plant de PARK.

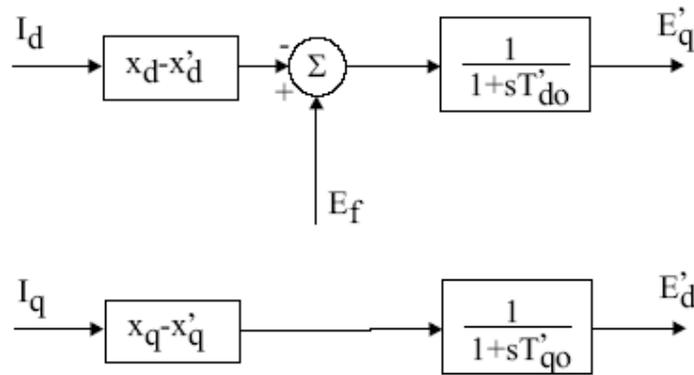


Figure 3.4 –Schéma bloqué de modèle statorique.

3.2.2 Equation de mouvement de la machine

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

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e - T_d \quad (3.16)$$

Avec:

J : moment d'inertie de l'ensemble des masses rotorique (kg.m^2)

θ_m : Position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence fixe lié au stator (radian)

T_m : couple mécanique d'entraînement de la machine sans les pertes dues à la rotation (N.m)

T_e : couple électromagnétique (N.m)

T_d : couple d'amortissement tenant compte des frottements (N.m)

On définit la constante d'inertie de la machine, exprimée en seconde, par la relation:

$$H = \frac{W_c}{S_{mach}} \quad (3.17)$$

Où W_c est l'énergie cinétique de la machine à la vitesse de synchronisme donnée par la relation suivante

$$W_c = \frac{1}{2} J \omega_{sm}^2 \quad (3.18)$$

S_{mach} Désigne la puissance apparente nominale de la machine synchrone.

La variation de vitesse est donnée par la relation suivante:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e - D_w) \quad (3.19)$$

Et

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (3.20)$$

Avec

$$\omega = P \omega_m$$

$$\omega_s = P \omega_{sm}$$

$$\delta = P \delta_m$$

P est le nombre de paires de pôles de la machine. P_m , P_e et D_w sont exprimés en p.u par rapport à la puissance de base S_{mach} . D_w est la puissance tenant compte des frottements. D est appelé coefficient d'amortissement.

La figure 3.5 représente la computation entre les grandeurs électriques et les grandeurs mécaniques.

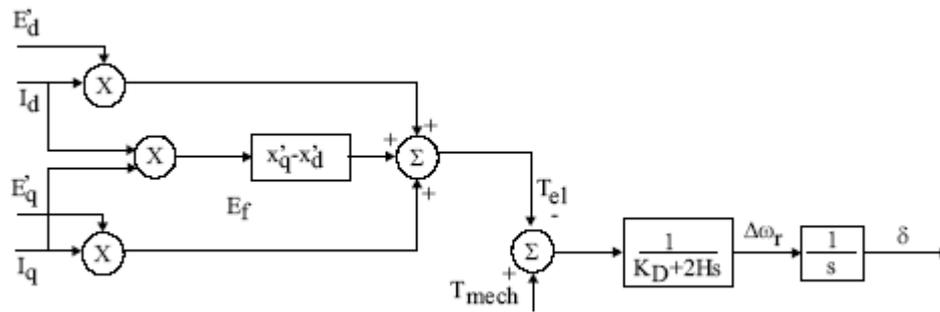


Figure 3.5 – Représentation schématique de la computation entre les grandeurs électriques et les grandeurs mécaniques.

3.3 Modélisation des convertisseurs [05] [17] [18] [19] [20] [22] [23]

L'avènement de l'électronique de puissance a eu un impact majeur dans le monde industriel au cours des dernières décennies. Il s'est marqué par l'arrivée sur le marché des composants d'électronique de puissance tels : les thyristors, les triacs, les GTO, les IGBT ou les transistors de forte puissance. Ces composants ont permis le développement de convertisseurs statiques de grande puissance permettant la conversion de la puissance électrique d'une forme quelconque à une autre forme. Ces convertisseurs ont apporté un progrès considérable au niveau des procédés industriels, ils sont les principaux acteurs dans la transmission HVDC puisqu'ils assurent la transformation de la puissance alternative en une puissance continue, ainsi que l'opération inverse.

3.3.1 Description et structures du redresseur (onduleur) à MLI

Les onduleurs de tension ou de courant à MLI sont réversibles, si le déphasage entre le fondamental du courant et celui de la tension devient supérieur à $\frac{\pi}{2}$, le sens de transfert de la puissance s'inverse; l'onduleur fonctionne en redresseur à MLI.

Dans ce qui suit on considère une structure représentée par la figure (3-6) reliant une source triphasée alternative à une source continue.

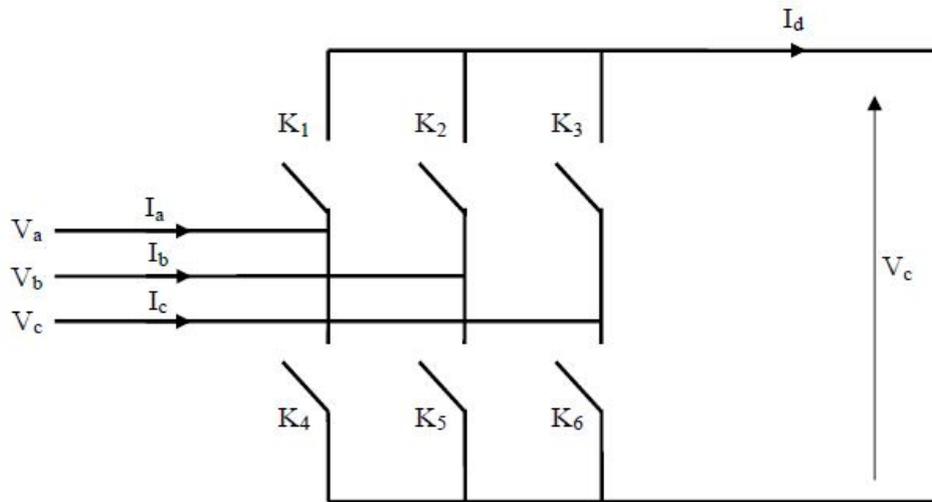


Figure 3.6 – Structure générale du convertisseur

On distingue deux types de fonctionnement relatifs à la nature des sources reliées. Sachant que lorsque deux sources sont reliées directement leurs natures doivent être différentes.

On peut utiliser pour les redresseurs à **MLI** les mêmes structures que pour les onduleurs à **MLI**, on distingue donc deux types de structures:

Un redresseur **MLI** de courant alimenté par une source triphasée de courants sinusoïdaux, débitant sur une source de tension continue, aura la structure d'un onduleur de tension. Un redresseur **MLI** de tension alimenté par une source triphasée de tensions sinusoïdales, débitant sur une source de courant continu, aura la structure d'un onduleur de courant.

3.3.2 Redresseur à commande MLI

Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs **MLI** sont réalisés à l'aide de semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture. La possibilité de commande à l'ouverture permet un contrôle total du convertisseur, car les interrupteurs peuvent être commutés, selon les besoins, aussi bien à la fermeture qu'à l'ouverture avec une fréquence assez élevée.

En effet, dans les applications haute puissance, on peut utiliser des structures (pont à deux niveaux, trois niveaux, multicellulaire, ...) permettant d'une part d'obtenir une haute tension de sortie, et d'autre part de pouvoir faire varier la puissance transmise.

3.3.2.1 Principe de fonctionnement

Le redresseur de tension fonctionne en gardant la tension du bus continu à une valeur de référence désirée, en utilisant une commande en boucle fermée, comme le montre la figure (3.7).

Pour accomplir cette tâche, la tension du bus continu U_{dc} est mesurée et comparée avec une référence U_{dc-ref} , le signal d'erreur produit de cette comparaison est employé pour commuter les six interrupteurs du redresseur à la fermeture et à l'ouverture, de cette façon, la puissance peut s'écouler dans les deux sens selon les conditions sur la tension du bus continu U_{dc} mesurée aux bornes du condensateur C.

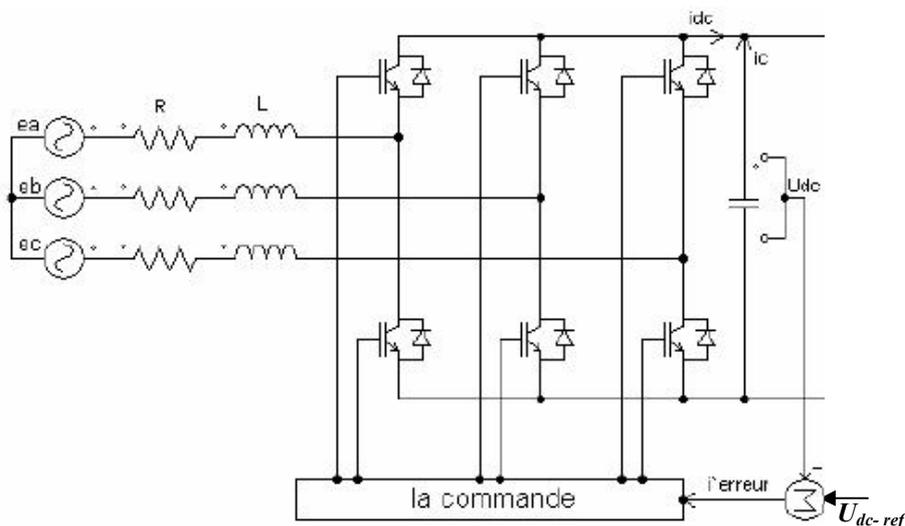


Figure 3.7- Topologies de base d'un redresseur de tension [20]

Quand le courant i_{dc} est positif (fonctionnement comme redresseur), le condensateur C est déchargé, et le signal d'erreur demande au bloc de commande de plus de puissance de la source alternative. Le bloc de commande prend la puissance de la source alternative en produisant un signal MLI approprié pour les six interrupteurs, de cette façon, un écoulement plus de courant de la source alternative au côté continu, et la tension de condensateur est récupérée.

Inversement, quand i_{dc} devient négatif (fonctionnement comme onduleur), le condensateur C est surchargé, le signal d'erreur demande au bloc de commande pour décharger le condensateur, et la puissance retourne à la source alternative.

La commande **MLI** non seulement peut contrôler la puissance active, mais également la puissance réactive, ce type de redresseur permet la correction du facteur de puissance. En outre, les formes d'onde des courants de la source peuvent être maintenues comme presque sinusoïdales, ce qui réduit la distorsion de la source.

3.3 .2.2 Les techniques de commande MLI : [04] [20]

L'objectif de la commande à **MLI** est de diminuer les harmoniques présentes dans les courants générés par l'onduleur (redresseur). Le principe est de comparer un signal triangulaire appelé porteuse qui détermine la période de découpage à une modulante dont le fondamental est à la fréquence du réseau. Le résultat de cette comparaison est le signal **MLI** qui est utilisé comme fonction de commutation pour commander les interrupteurs de l'onduleur (redresseur).

Cette méthode permet d'obtenir, d'une façon simple, les temps de conduction de chaque transistor.

L'intérêt de cette méthode est d'obtenir, durant une période de découpage, une tension en sortie de l'onduleur (redresseur) directement proportionnelle à la valeur de la modulante utilisée.

Plusieurs types de **MLI** sont utilisés. On peut citer par exemple :

a) MLI à Bande d'hystérésis

La méthode de la bande d'hystérésis permet la commutation des interrupteurs du redresseur lorsque l'erreur entre le signal et sa consigne excède une amplitude fixée. Cette amplitude est communément appelée fourchette ou bande d'hystérésis. Cette technique ne demande qu'un comparateur à hystérésis par phase.

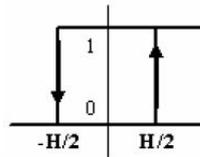


Figure 3.8- Principe de fonctionnement du Modulateur MLI à bande d'hystérésis [20]

Le comparateur à hystérésis fonctionne selon le principe expliqué par la figure 3.8, l'interrupteur s'ouvre si l'erreur devient inférieure à $-H/2$, il se ferme si cette dernière est supérieure à $+H/2$, où H représente la fourchette (ou largeur) d'hystérésis.

Si l'erreur est maintenant comprise entre $-H/2$ et $+H/2$ (c'est-à-dire, qu'elle varie à l'intérieur de la fourchette d'hystérésis), l'interrupteur ne commute plus.

b) MLI à échantillonnage périodique

La méthode d'échantillonnage périodique permet aux semi-conducteurs constituant le filtre actif de commuter durant les transitions d'une horloge à onde carrée et à fréquence fixe (fréquence d'échantillonnage), comme l'illustre la figure. 3.9, ce type de commande est très simple à implanter dans la mesure où il ne nécessite qu'un comparateur et une bascule D type par phase. L'avantage principal de cette méthode est que le temps minimal entre les commutations est limité par la période d'échantillonnage de l'horloge, cependant, la fréquence de commutation actuelle n'est pas clairement définie.

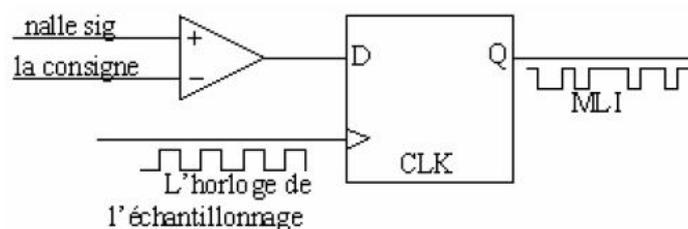


Figure 3.9–Modulateur MLI à échantillonnage périodique [20]

c) MLI à porteuse triangulaire

La méthode de la MLI à porteuse triangulaire, compare l'erreur entre le signal (courant ou tension) et sa consigne avec une onde triangulaire (porteuse) d'une amplitude et fréquence fixées.

L'erreur passe par un correcteur avant d'être comparée avec la porteuse triangulaire.

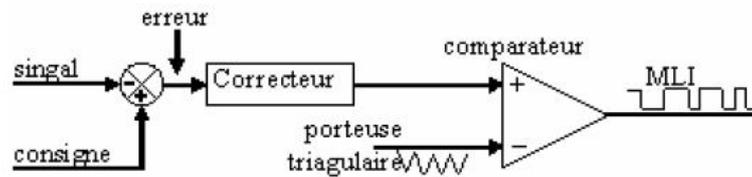


Figure 3.10–Modulateur MLI à porteuse triangulaire [20]

d) MLI vectorielle

Dans la MLI vectorielle les vecteurs à appliquer et les temps d'application de ces vecteurs sont calculés analytiquement à travers des équations mathématiques, chacun des états possibles du convertisseur est représenté par un vecteur de tension.

L'ensemble de ces vecteurs forme le diagramme vectoriel des tensions du convertisseur.

La modulation vectorielle diffère, entre d'autres techniques par le fait que les signaux de commande sont élaborés en tenant compte de l'état des trois bras du redresseur en même temps.

3.3.3 Modélisation du redresseur MLI [23] [20]

La figure 3.11 suivante présente le schéma unifilaire d'un pont de redresseur connecté au réseau.

Avec :

- e : tension de la source
- R, L : paramètres de la ligne
- v : tension d'entrée du redresseur.

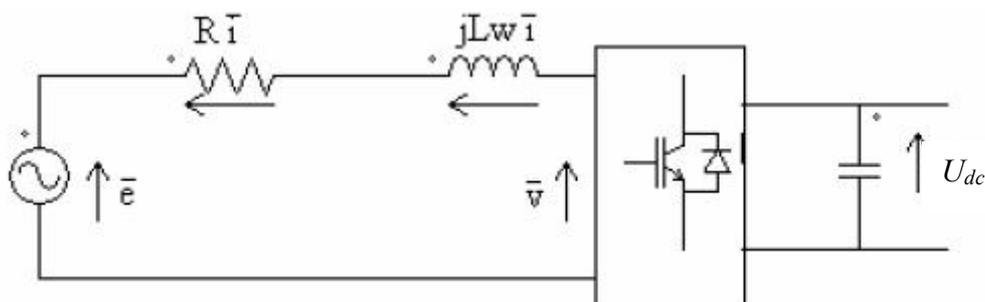


Figure 3. 11–Schéma unifilaire d'un pont de redresseur connecté au réseau [20]

Le courant de ligne i est commandé par la chute de tension produite par l'inductance L , la résistance R de la ligne, et la tension d'entrée de redresseur v .

Le pont redresseur est constitué de trois bras avec deux transistors (thyristors) bipolaires antiparallèles avec des diodes (figure 3.12) présentées comme des interrupteurs pouvant être commandées en ouverture '1' ou en fermeture '0', et la tension d'entrée v est en fonction des états de ces interrupteurs.

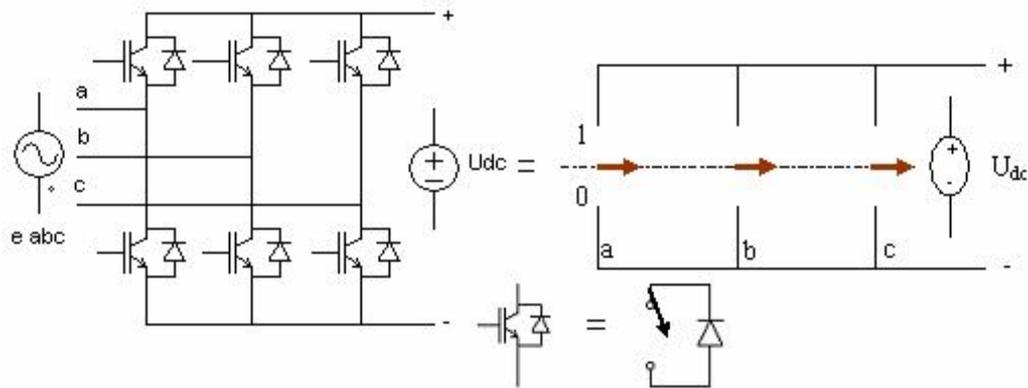


Figure 3.12 – Pont redresseur [20].

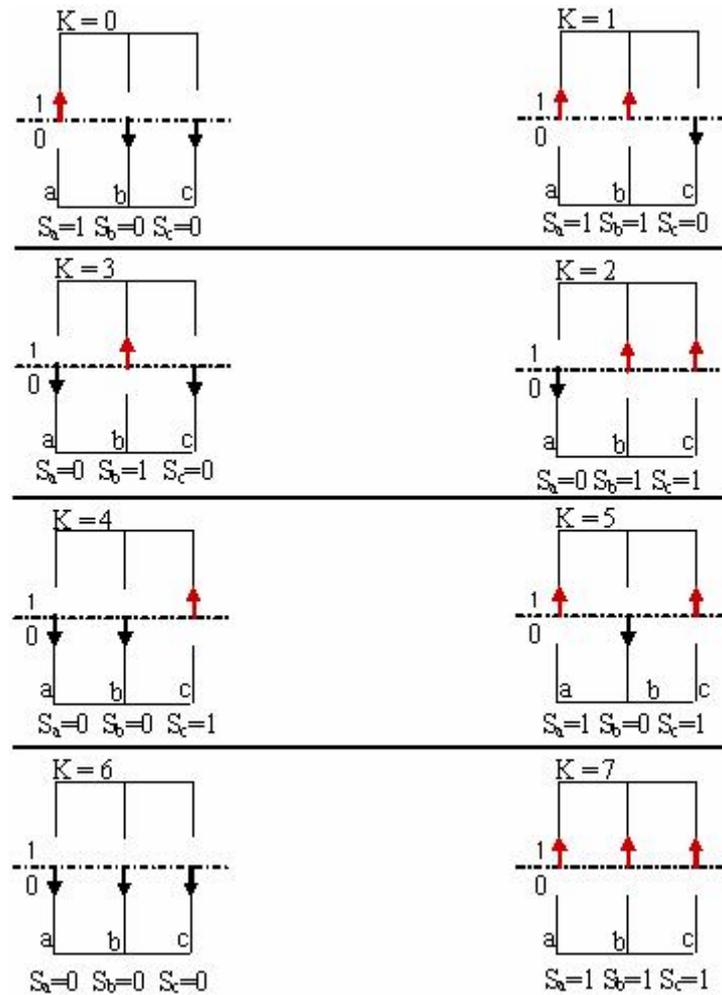


Figure 3.13–Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur MLI [20]

K	S _a	S _b	S _c	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}
0	1	0	0	u _{dc}	0	- u _{dc}
1	1	1	0	0	u _{dc}	- u _{dc}
2	0	1	0	- u _{dc}	u _{dc}	0
3	0	1	1	- u _{dc}	0	u _{dc}
4	0	0	1	0	- u _{dc}	u _{dc}
5	1	0	1	u _{dc}	- u _{dc}	0
6	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	0	0	0

Tableau (3.1) Les huit états possibles des interrupteurs

A partir de ce tableau (3.1) on peut établir les tensions d'entrée du redresseur d'une manière générale comme suit :

$$\begin{cases} v_{ab} = (S_a - S_b)U_{dc} \\ v_{bc} = (S_b - S_c)U_{dc} \\ v_{ca} = (S_c - S_a)U_{dc} \end{cases} \quad (3.21)$$

D'où l'on peut déduire les tension simples :

$$\begin{cases} v_a = f_a U_{dc} \\ v_b = f_b U_{dc} \\ v_c = f_c U_{dc} \end{cases} \quad (3.22)$$

Avec:

$$\begin{cases} f_a = \frac{2S_a - (S_b + S_c)}{3} \\ f_b = \frac{2S_b - (S_a + S_c)}{3} \\ f_c = \frac{2S_c - (S_a + S_b)}{3} \end{cases} \quad (3.23)$$

Où $S_n = 0$ ou 1 , sont les états des interrupteurs, où ($n = a, b, c$),

Par ailleurs, on peut écrire le courant du bus continu comme

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = i_c \quad (3.24)$$

Le courant dans la capacité peut aussi écrire

$$i_c = i_{dc} - i_{ch} \quad (3.25)$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - i_{ch} \quad (3.26)$$

De même i_{dc} = la somme du produit des courants de chaque phase par l'état de son interrupteur.

$$i_{dc} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c \quad (3.27)$$

Donc, le coté alternatif du redresseur est :

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} + Ri_a = e_a - U_{dc} \left(S_a - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = e_a - U_{dc} \left(S_a - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \\ L \frac{di_b}{dt} + Ri_b = e_b - U_{dc} \left(S_b - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = e_b - U_{dc} \left(S_b - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \\ L \frac{di_c}{dt} + Ri_c = e_c - U_{dc} \left(S_c - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = e_c - U_{dc} \left(S_c - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \end{cases} \quad (3.28)$$

L'équation précédente se résume comme suit :

$$\left(L \frac{d}{dt} + R \right) i_n = e_n - U_{dc} \left(S_a - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) \quad (3.29)$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \sum_{n=a}^c i_n S_n - i_{ch} \quad (3.30)$$

La combinaison des équations (3.29) (3.30) est représentée par le schéma fonctionnel triphasé, indiqué par la figure (3.15) suivante :

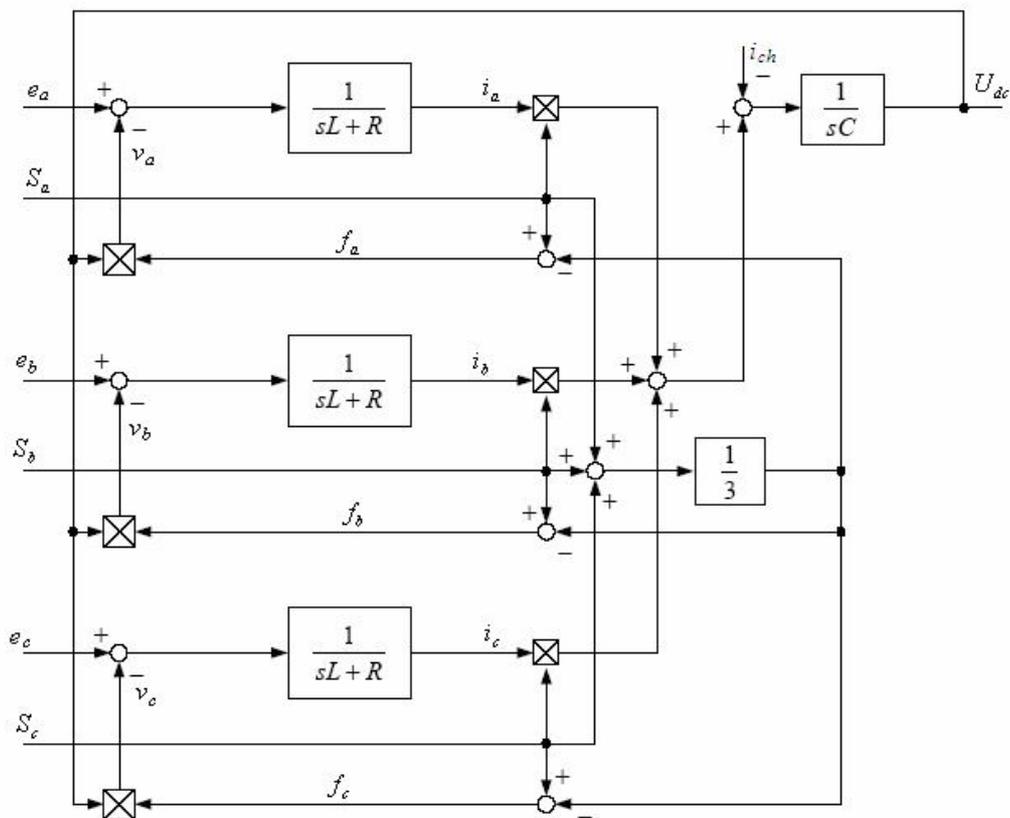


Figure 3.14–Schéma fonctionnel du redresseur MLI (coordonnées triphasées normales) [20].

3.3.3.1 Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel fixe $\alpha \beta$

Les équations de tension dans le repère fixe $\alpha \beta$ sont obtenues par l'application des équations : annexe (A), (3.21) et (3.28) et sont établies comme suit :

$$Ri_{\alpha} + L \frac{di_{\alpha}}{dt} = e_{\alpha} - U_{dc} S_{\alpha} \quad (3.31)$$

$$Ri_{\beta} + L \frac{di_{\beta}}{dt} = e_{\beta} - U_{dc} S_{\beta}$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \sum_{n=\alpha}^{\beta} S_n i_n - i_{ch} = \frac{3}{2} (S_{\alpha} i_{\alpha} + S_{\beta} i_{\beta}) - i_{ch} \quad (3.32)$$

Où

$$S_{\alpha} = \frac{1}{\sqrt{6}} (2S_a - S_b - S_c); S_{\beta} = \frac{1}{\sqrt{2}} (S_b - S_c)$$

Le schéma fonctionnel dans le repère fixe $\alpha \beta$ est présenté par la figure 3.16.

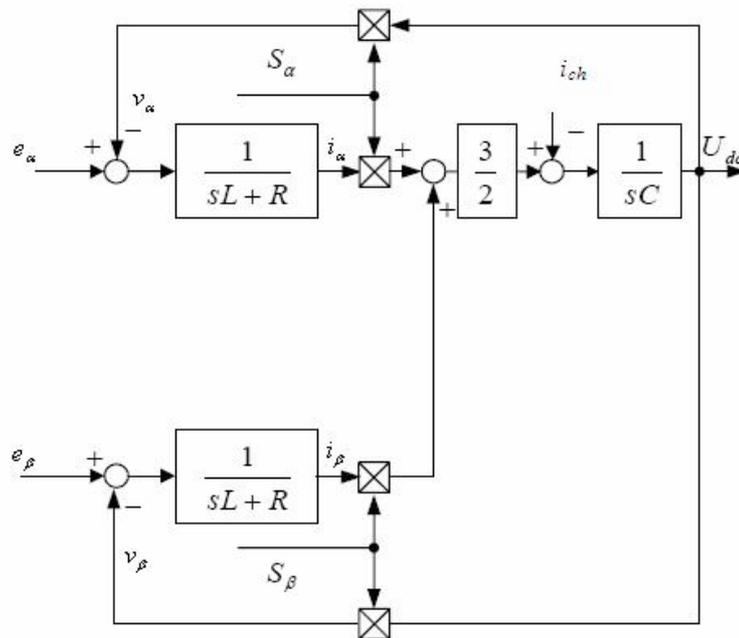


Figure 3.15–Schéma fonctionnel du redresseur MLI dans le système de coordonnées fixes $\alpha \beta$.

3.3.3.2 Représentation fonctionnelle du redresseur MLI dans le référentiel tournant (d-q).

Les équations dans le repère tournant d-q sont obtenues à l'aide de la transformation de l'annexe (A) :

$$\begin{cases} e_d = Ri_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega Li_q + v_d \\ e_q = Ri_q + L \frac{di_q}{dt} + \omega Li_d + v_q \end{cases} \quad (3.33)$$

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = \sum_{n=d}^q S_n i_n - i_{ch} = (S_d i_d + S_q i_q) - i_{dc} \quad (3.34)$$

Où :

$$S_d = S_\alpha \cos(\omega t) + S_\beta \sin(\omega t) ; \quad S_q = S_\beta \cos(\omega t) - S_\alpha \sin(\omega t); \quad (n=d, q),$$

Le schéma fonctionnel dans le repère d-q est présenté par la figure 3.12

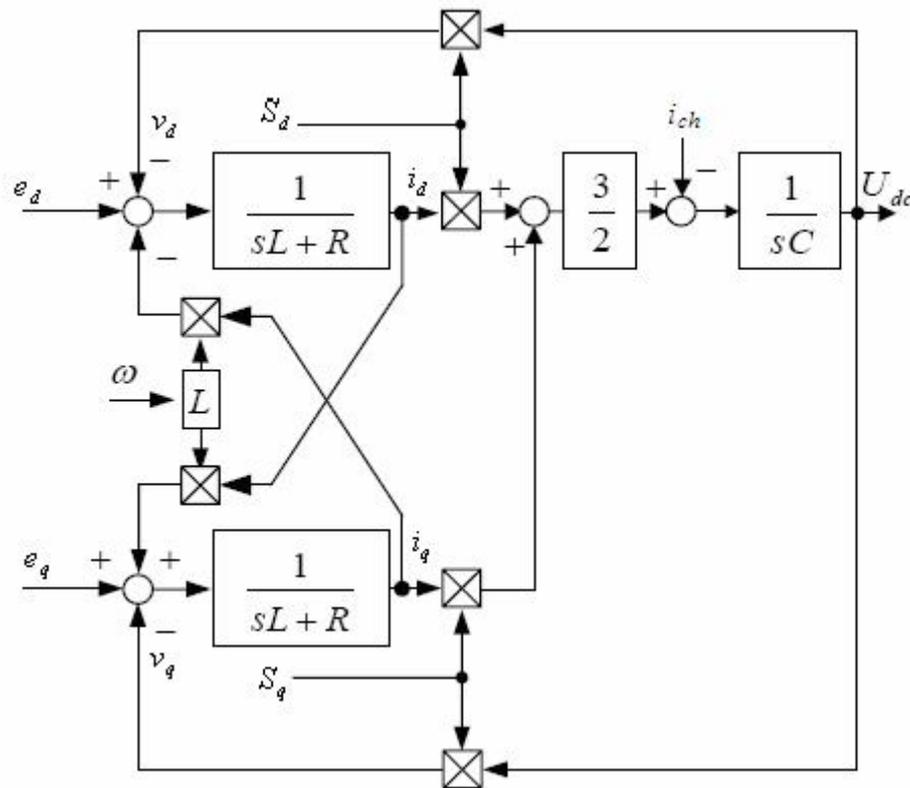


Figure 3.16–Schéma fonctionnel du redresseur MLI de tension dans le référentiel tournant d-q

3.4 Modélisation d'une ligne de transmission

Les modèles des lignes de transmission utilisés dans l'analyse dynamique des réseaux électriques sont habituellement classés en trois groupes, en fonction des longueurs des lignes, (longues, moyennes, courtes). Compte tenu des longueurs et de la fréquence de fonctionnement, typiquement 50-60 Hz, une ligne de transmission se caractérise par un modèle à constantes localisées (les phénomènes de propagation sont négligés car $L \ll \lambda / 2\pi$, où λ est la longueur d'onde associée à la fréquence f). La structure la plus employée pour ce modèle est un quadripôle symétrique donné par un schéma équivalent en π , (figure 3.17). Il se caractérise par trois paramètres principaux (Kundur, 1994) :

- une résistance série R .
- une réactance constituée d'une inductance de série L due au couplage par champ magnétique entre les conducteurs.
- une capacité de shunt C due au couplage par champ électrique entre les conducteurs.

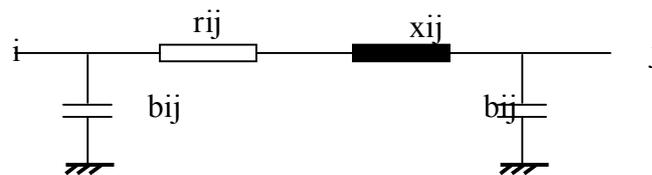


Figure 3.17– Modèle en π d'une ligne de transmission

Où P_{ij} et Q_{ij} désignent respectivement les puissances active et réactive transitant du nœud i vers le nœud j . r_{ij} , x_{ij} et b_{ij} sont respectivement la résistance, la réactance et la demi-susceptance transversale (coté i) de la ligne i - j . L'admittance élémentaire de la ligne i - j est donnée par la relation :

$$\bar{y}_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad (3.35)$$

3.5 Modélisation de la charge

Un des objectifs de cette étude est de montrer que la présence des convertisseurs aide la source dans la stabilisation de la puissance qu'elle fournit à la charge. On supposera que du point de vue de la source, la charge est représentée par un modèle approché de son comportement "réel", il apparaît donc qu'il n'est pas d'une grande utilité que la charge ait un modèle extrêmement détaillé (moteur asynchrone, moteur à courant continu ...). C'est la raison pour laquelle on a considéré qu'elle était un réseau inductif représenté par un bus infini, c'est-à-dire une source de tension triphasée et équilibrée \mathbf{v}' , des résistances de ligne \mathbf{R}' et des inductances de ligne \mathbf{L}' .

On désigne par :

\mathbf{i}' : le courant triphasé entrant dans le bus infini

\mathbf{v}' : la tension triphasée à l'entrée réseau.

Précédemment on avait étudié la modélisation d'un bus infini lorsque celui-ci était une source de puissance, par conséquent, on peut directement utiliser le modèle qui a été obtenu, en faisant attention au signe du courant, puisque le bus infini est à présent une charge (le courant rentre dans le réseau au lieu d'en sortir).

Ainsi, à partir de l'équation (3.33), le modèle de la charge peut être mis sous la forme :

$$\begin{cases} \frac{di'_d}{dt} = -\frac{R'}{L'}i'_d + \omega'i'_q + \frac{1}{L'}(v'_d - e'_d) \\ \frac{di'_q}{dt} = -\frac{R'}{L'}i'_q - \omega'i'_d + \frac{1}{L'}(v'_q - e'_q) \end{cases} \quad (3.36)$$

3.6 Modèle du Filtre

On montre le circuit électrique d'un filtre C à trois phases qui doit être modélisé dans cette section par la figure 3. 17.

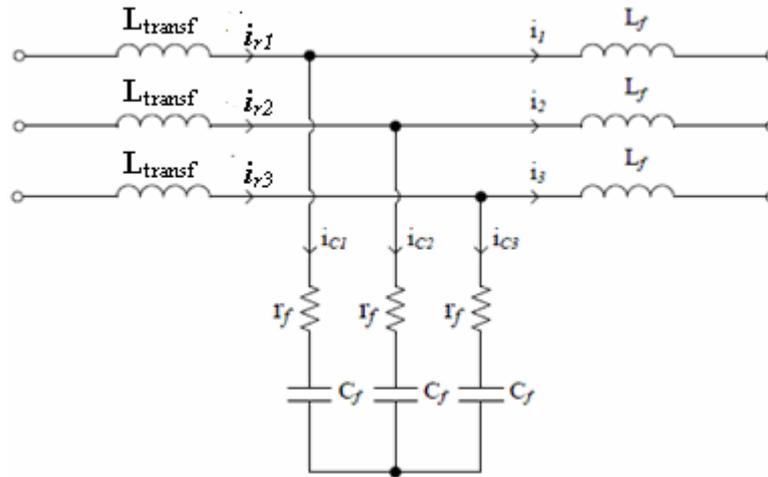


Figure 3.18– Schéma de circuit d'un filtre C [11].

Le modèle mathématique à trois phases pour un filtre C semblable à celui présenté ci-dessus est discuté en détail. Si la résistance r_f du condensateur est négligée, le filtre peut être modelé en utilisant les équations (3.37), (3.38) :

$$C_f \frac{de_k}{dt} = i_{ck} \quad (3.37)$$

$$i_{ck} = i_{rk} - i_k \quad (3.38)$$

Où,

- k : indice pour les trois phases;
- e_k : tension de phase;
- i_k : courant à travers le filtre;
- i_{rk} : courant alternative de phase;
- i_{ck} : courant dans le condensateur;
- C_f : condensateur du filtre;
- r_f : résistance interne du condensateur.

Basé sur le modèle mathématique à trois phases du filtre, le modèle du filtre dans le cadre de référence synchrone d-q peut être tiré, ainsi, et en commençant du modèle mathématique à trois phases du filtre donné par (3.37) et (3.38) et le fait de tenir compte de l'orientation du système le modèle du filtre dans d-q sera [15] :

$$C_f \frac{de_{dq}}{dt} = i_{c_{dq}} \tag{3.39}$$

$$i_{c_{dq}} = i_{r_{dq}} - i_{dq} \tag{3.40}$$

En séparant les équations (3.39) et (3.40) dans le d et les composants q, le modèle désiré du filtre a été obtenu :

$$C_f \frac{de_d}{dt} = \omega C_f e_q + i_{c_d} \tag{3.41}$$

$$C_f \frac{de_q}{dt} = \omega C_f e_d + i_{c_q} \tag{3.42}$$

$$i_{c_d} = i_{r_d} - i_d \tag{3.43}$$

$$i_{c_q} = i_{r_q} - i_q \tag{3.44}$$

En utilisant les équations (3.41) - (3.44), le diagramme de bloc pour le filtre C, (développé dans le cadre de référence synchrone), peut être obtenu comme suite (illustré par la figure 3.17)

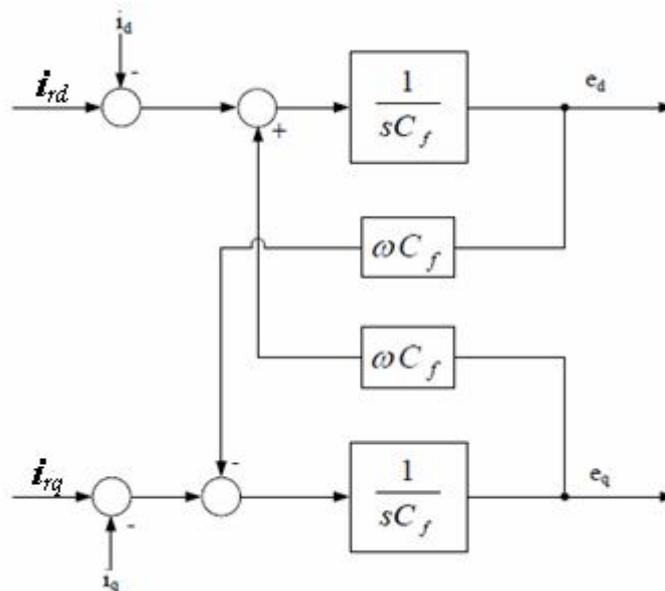


Figure 3.19– Le diagramme de bloc pour le filtre C, développé dans le cadre de référence synchrone d-q

3.7 Conclusion

Dans ce chapitre, dans un premier temps on a étudié les modèles des différents éléments participants au transport de l'énergie par l'intermédiaire des systèmes **VSC-HVDC**.

Tout d'abord, on s'est intéressé à la modélisation de source de puissance par le choix de considérer qu'elle constitue un réseau inductif représenté par un bus infini, soit des génératrices synchrones qui sont, actuellement, les sources de puissance les plus utilisées. Puis on s'est intéressé à la modélisation des convertisseurs. Enfin, nous avons étudié la modélisation des charges et nous avons considéré qu'elles pouvaient être décrites par des bus infinis.

Dans le chapitre suivant, on va entamer la commande classique et avancée des systèmes **VSC-HVDC**

Chapitre IV

Commande des systèmes VSC-

HVDC

Chapitre IV

Commande des systèmes VSC-HVDC

4.1 Introduction

Dans le cas de systèmes de transmission VSC-HVDC le transfert de puissance est contrôlé de la même façon comme dans le cas d'une transmission HVDC classique. Le côté d'onduleur contrôle la puissance active, tandis que le côté du redresseur contrôle la tension DC.

Si on considère la transmission de puissance entre deux réseaux AC, le flux de puissance peut être bidirectionnel, mais, si le système VSC-HVDC est utilisé pour livrer la puissance d'une installation éolienne en mer, le flux de puissance active est unidirectionnel.

Un des avantages de VSC-HVDC utilisant la commande à MLI, est qu'il rende possible l'indépendance du contrôle des puissances active et réactive ; ainsi la puissance réactive peut être contrôlée séparément dans chaque convertisseur, et le flux de puissance active peut être contrôlé au moyen de la tension DC sur le côté DC ou par la variation de fréquence sur le côté AC [15,31].

On conclut que, en utilisant la technologie VSC-HVDC la puissance active et réactive, aussi bien que les tensions AC, DC et la fréquence peuvent être contrôlées, ce qui est indiqué dans la **figure 4. 1**

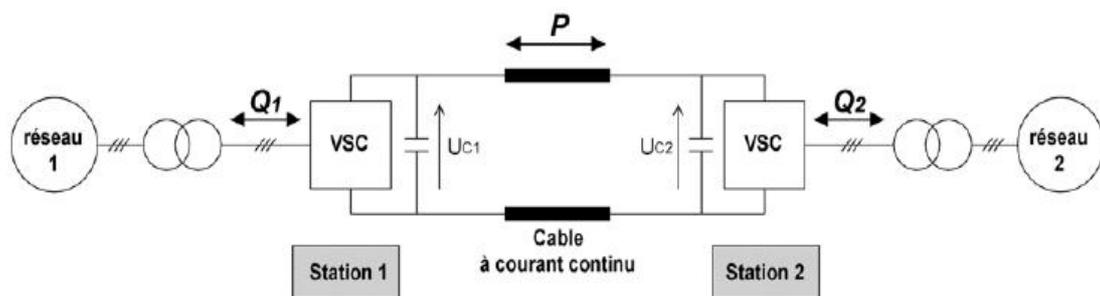


Figure 4. 1 – Système de commande complet VSC-HVDC

Le système de commande VSC-HVDC est réalisé en utilisant une boucle de contrôle de courant intérieure rapide et plusieurs boucles de contrôle extérieures, selon l'application. En basant sur cette boucle de courant, on peut contrôler les courants du côté alternatif (AC). Les références du courant AC sont calculées par les régulateurs extérieurs tels que, le régulateur de tension continu DC, le régulateur de tension AC, le régulateur de puissance active, le régulateur

de puissance réactive et le régulateur de fréquence. Ainsi, la référence du courant active peut être obtenue à partir du régulateur de tension DC, du régulateur de puissance active ou du régulateur de fréquence, d'autre part, la référence du courant réactive peut être tirée du régulateur de puissance réactive ou du régulateur de tension AC.

Dans le cas où le système VSC-HVDC est utilisée pour transiter la puissance d'un terminal en mer à un terminal sur terre les valeurs de référence pour les régulateurs du courant sont obtenues comme suit : Du côté mer, les régulateurs de tension AC fournissent des valeurs de référence pour le courant tant actif que réactif tandis que du côté terre, le contrôleur de tension DC fournit la valeur de référence pour le courant actif et le régulateur de puissance réactive ou le régulateur de tension AC pour le courant réactif.

Comme il est évidemment, que tous les régulateurs ne peuvent être utilisés en même temps, le choix des différentes sortes de régulateurs extérieurs est fait selon l'application.

La figure 4.2 montre la structure de régulation complète du système de transmission VSC-HVDC

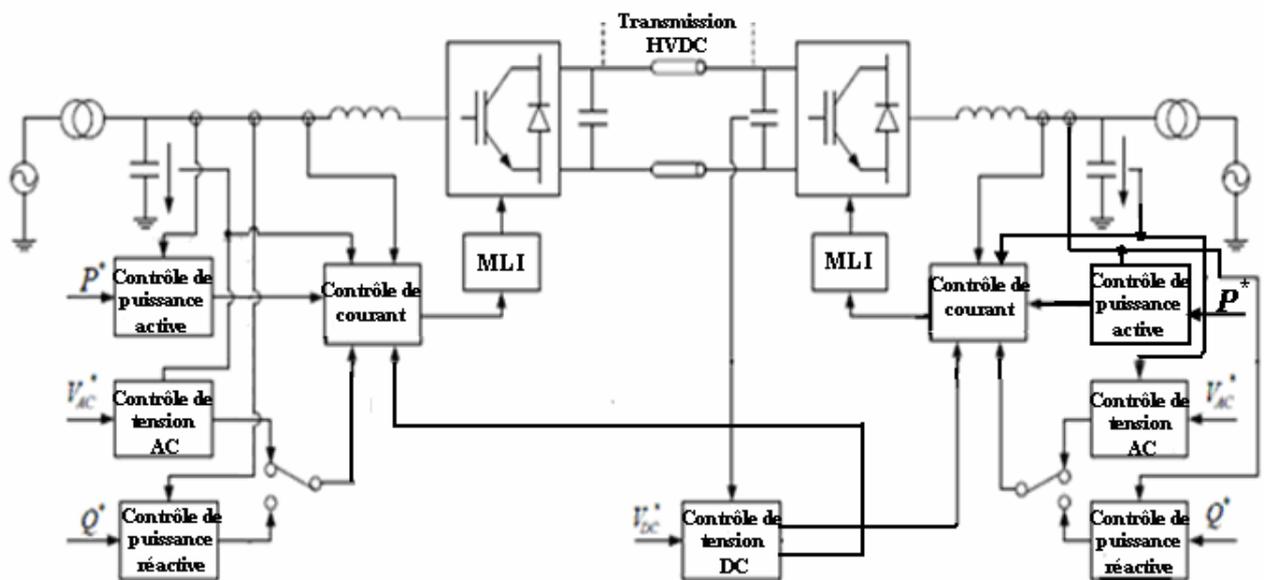


Figure 4. 2 – Structure générale de commande du système de transmission VSC –HVDC [15]

Tous les régulateurs susdits (intérieurs et extérieurs) seront décrits en détail dans ce qui suit et on va choisir, d'abord, des régulateurs classiques PI. Ensuite et pour améliorer les caractéristiques régulatrices de système étudié, on va utiliser la stratégie de la commande non

linéaire par mode de glissement de VSC-HVDC, mais uniquement pour le réglage du courant et le réglage de la tension côté continu.

4.2. Implantation du système de réglage PI

4.2.1 Boucle à Verrouillage de Phase (PLL)

Etant donné que la tension du réseau est souvent perturbée et/ou déformée, et afin de généraliser l'application de la méthode d'identification à tout type de tension, un système à base de PLL (Phase Locked Loop ou Boucle à Verrouillage de Phase) est proposé [15,32].

Il existe plusieurs méthodes capables pour détecter l'angle de phase :

- la détection de zéro croisant
- le filtrage de tensions de réseau
- et Boucle à Verrouillage de Phase (PLL : Phase Locked Loop).

Le but de cette méthode est de synchroniser le courant de la sortie de l'onduleur avec la tension du réseau, pour obtenir un facteur de puissance unitaire.

Le diagramme de bloc de l'algorithme PLL mis en œuvre dans le repère synchrone d-q est présenté dans la figure 4.3

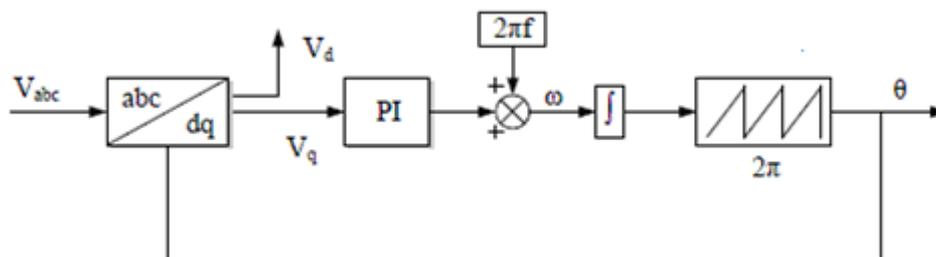


Figure 4. 3 – Diagramme de bloc du système PLL

Les trois tensions de phase mesurées sur le côté réseau sont les entrées du modèle PLL et la sortie est l'angle de phase. La stabilisation de phase de ce système est réalisée en contrôlant la tension de l'axe-q à zéro.

Normalement, un régulateur PI est utilisé à cet effet en intégrant la somme entre la sortie PI et la fréquence de référence, ainsi l'angle de phase est obtenu.

La fonction de transfert du système PLL dans le repère d-q est donnée par :

$$H(s) = \frac{k_p \cdot s + \frac{k_p}{T_s}}{s^2 + k_p \cdot s + \frac{k_p}{T_s}} \quad (4.1)$$

Comme il peut être observé, que cette équation est semblable à la fonction de transfert de deuxième ordre ayant un zéro que l'on montre dans l'expression suivante:

$$G(s) = \frac{2\zeta\omega_n \cdot s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n \cdot s + \omega_n^2} \quad (4.2)$$

En comparant (4,1) et (4,2), on peut identifier les paramètres du régulateur PI, dans ces conditions une constante du temps $T_s = 0.04$ s et un facteur d'amortissement $\zeta = 1/\sqrt{2}$ sont choisis.

Les paramètres de PI peuvent être calculés comme suit:

$$k_p = 2\zeta\omega_n = \frac{9.2}{T_s} \quad (4.3)$$

$$T_i = \frac{T_s \zeta^2}{2.3} \quad (4.4)$$

Où la fréquence naturelle, ω_n , est donnée par:

$$\omega_n = \frac{4.6}{\zeta T_s} \quad (4.5)$$

L'angle de phase du réseau obtenu avec l'algorithme décrit PLL est représenté sur la figure 4.4.

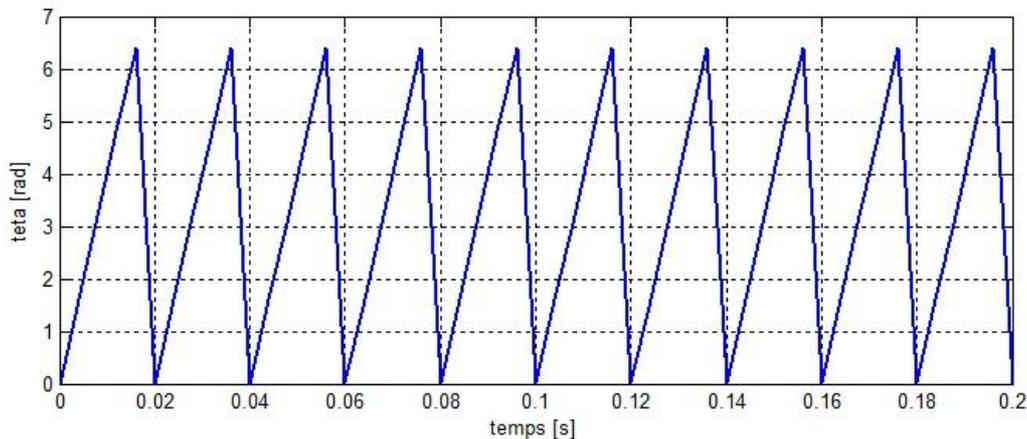


Figure 4. 4 – Angle de phase de la tension de réseau

4.2.2 Régulateur de courant alternatif AC

Le régulateur de courant interne est mis en œuvre dans le repère dq, d'habitude, les structures de contrôle dq sont associées à des régulateurs PI en raison de leur bon comportement lors de la régulation des variables continues. Cependant, les régulateurs PI sont insuffisants quand ils doivent régler des systèmes couplés comme ceux décrits par l'équation (3.33), donc, pour améliorer les performances de ces régulateurs du courant dans de tels systèmes, il est indispensable de procéder à un découplage des deux composantes.

La structure du régulateur PI du courant interne dans le repère dq est présentée par la figure 4.5.

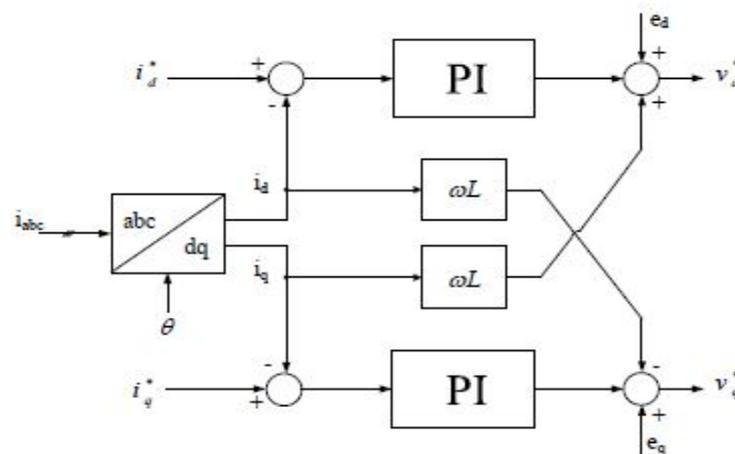


Figure 4.5 – La structure du régulateur de courant dans le repère dq.

Synthèse du régulateur de courant AC

Les boucles internes des régulateurs PI pour les composantes d et q du courant ont la même dynamique. Ainsi, la synthèse des régulateurs ne se réalise que pour l'axe d, tandis que les paramètres du régulateur de l'axe q sont considérés comme étant les mêmes avec ceux de l'axe d.

Le schéma bloc de la boucle de commande pour la composante du courant d est représenté par la figure 4.6.

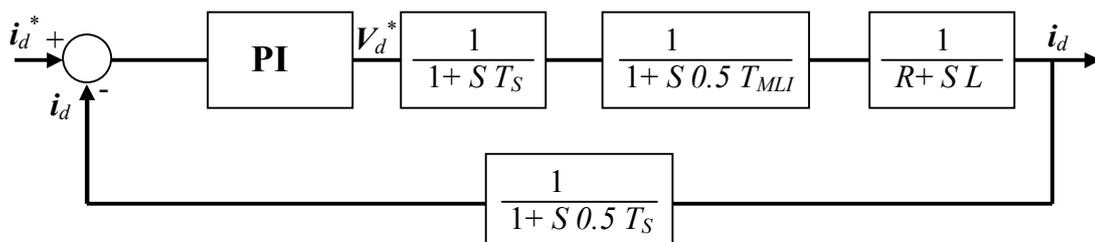


Figure 4.6 – Diagramme de bloc de la boucle de commande du courant

Le bloc régulateur du courant utilisé pour la régulation est un PI avec la fonction de transfert donnée par:

$$G_{PI} = k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s} \quad (4.6)$$

Où, k_{pi} représente le gain proportionnel et k_{ii} représente le gain intégral du régulateur du courant;

Le bloc de retard dans la régulation émule le retard introduit par le calcul numérique; sa fonction de transfert est donnée par (4,7) et il a la forme d'une fonction de transfert du premier ordre avec la constante de temps $T_s = 1/f_s$.

$$G = \frac{1}{1 + sT_s} \quad (4.7)$$

Où, $f_s = 8$ kHz représente la fréquence d'échantillonnage;

Le bloc convertisseur émule le retard introduit par l'onduleur; sa fonction de transfert est donnée par (4,8) et il a la forme d'une fonction de transfert du premier ordre avec la constante de temps $T_{MLI} = 1/f_{MLI}$

$$G_{\text{convertisseur}} = \frac{1}{1 + s0.5T_{MLI}} \quad (4.8)$$

Où, $f_{MLI} = 8$ kHz représente la fréquence de commutation;

Le bloc système est une fonction de transfert simplifiée du filtre qui ne prend en compte que l'inductance et la résistance parasite, la fonction de transfert est donnée par l'équation (4,9).

$$G_{\text{système}} = \frac{1}{R + sL} \quad (4.9)$$

Où :

- L : représente l'inductance du filtre,
- R : représente la résistance parasite

Si la résistance parasite est négligée, l'équation (4,9) devient:

$$G_{\text{système}} = \frac{1}{sL} \quad (4.10)$$

Le bloc d'échantillonnage émule le retard introduit pour la conversion analogique numérique; sa fonction de transfert est donnée par (4.11) et il a la forme d'une fonction de transfert du premier ordre avec la constante de temps $0.5T_s$

$$G_{\text{échantillonnage}} = \frac{1}{1 + s 0.5T_s} \quad (4.11)$$

Pour obtenir un régulateur bien convenu, on utilise la méthode de placement des pôles, on obtient les valeurs suivantes :

Le gain proportionnel $k_{pi} = 8.7$

Le gain d'intégration $k_{ii} = 33.5$

4.2.3 Régulateur de tension DC côté continu

L'objectif du régulateur de tension DC est de réguler la tension de ligne DC à sa valeur de référence.

Il est utilisé uniquement sur le côté charge de la transmission HVDC et il fournit à sa sortie la valeur de référence du courant réactif.

Sur la figure 4. 9, on montre le diagramme de bloc du régulateur de tension DC.

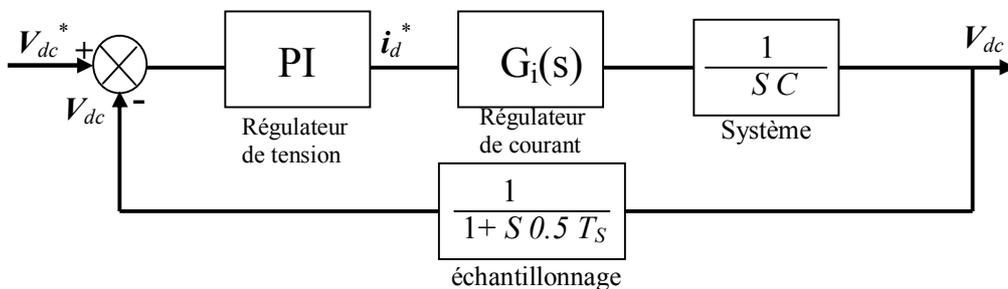


Figure 4.7 – Diagramme de bloc du régulateur de tension DC

Synthèse du régulateur de tension DC

Pour la synthèse du régulateur de tension DC, le même algorithme a été utilisé comme pour le cas du régulateur de courant.

Les paramètres du régulateur de tension DC sont :

Le gain proportionnel $k_{pvdc} = 0.16$.

Le gain d'intégration $k_{ivdc} = 3.2$.

4.2.4 Contrôle de la puissance Active

Par souci de simplicité, le régulateur de puissance active peut être modélisé comme un simple régulateur proportionnel P. La référence du courant actif est obtenue en utilisant les équations de la puissance instantanée active et la puissance réactive, données par:

$$P = u_d i_d + u_q i_q \quad (4.12)$$

$$Q = u_q i_d - u_d i_q \quad (4.13)$$

À partir de ces équations et le découplage des courants actif et réactif, la référence du courant actif est obtenue par :

$$i_d^* = \frac{P^* u_d - Q^* u_q}{u_d^2 + u_q^2} \quad (4.14)$$

Où : P^* : est la valeur de référence de la puissance active.

Q^* : est la valeur de référence de la puissance réactive.

Dans les conditions où un régulateur plus précis de la puissance active est demandé, alors un régulateur PI peut être utilisé. Pour cette approche, le schéma fonctionnel du régulateur de puissance active est représenté par la figure 4.8.

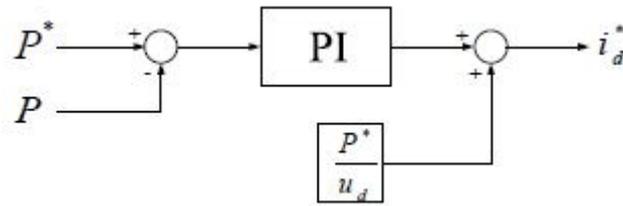


Figure 4.8 – Schéma fonctionnel du régulateur de puissance active

4.2.5 Contrôle de la puissance réactive

Le régulateur de la puissance réactive mis en œuvre est similaire à la commande de puissance active qui a été déjà présenté.

Dans ce cas, la valeur de référence du courant réactif est également obtenue à partir des équations (4,13) et (4,14), par :

$$i_q^* = \frac{P^* u_q + Q^* u_d}{u_d^2 + u_q^2} \quad (4.15)$$

Si on désire un contrôle plus précis de la puissance réactive, alors la structure représentée par la figure 4.9 devrait être mise en œuvre.

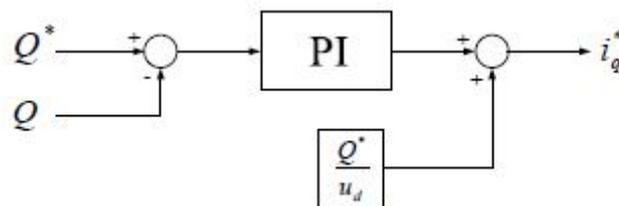


Figure 4.9 – Schéma fonctionnel du régulateur de puissance réactive

4.2.6 Régulateur de la tension AC

Dans les systèmes VSC-HVDC, une autre variable peut être soumise à un contrôle (c'est la tension AC).

Dans la littérature les principales stratégies pour contrôler la tension AC sont est décrites comme suite [15,33] :

* La première stratégie de contrôle de la tension AC est réalisée en contrôlant la chute de tension au borne la réactance de phase de VSC [15,33].

* La deuxième stratégie de contrôle de la tension AC est réalisée en contrôlant la chute de tension sur le filtre du condensateur C_f [15,33].

Dans ce travail, le contrôle de la tension alternative sera mis en œuvre en utilisant la deuxième stratégie. Comme dans le cas de la boucle de commande du courant interne, le contrôle de tension AC est développé dans le repère synchrone d-q.

Remarque :

Le contrôle des composantes de tension e_d et e_q n'est pas une tâche facile.

La figure 4.10 montre que le couplage entre e_d et e_q (voir équation (3.41) et (3.42)) est éliminé au moyen d'une compensation (découplage). Ce mécanisme de compensation est identique à celui utilisé pour découpler les courants i_d et i_q présenté par la figure 4.5. En outre, la structure de contrôle présentée par la figure 4.10 permet de contrôler indépendamment e_d et e_q respectivement par i_d^* et i_q^* .

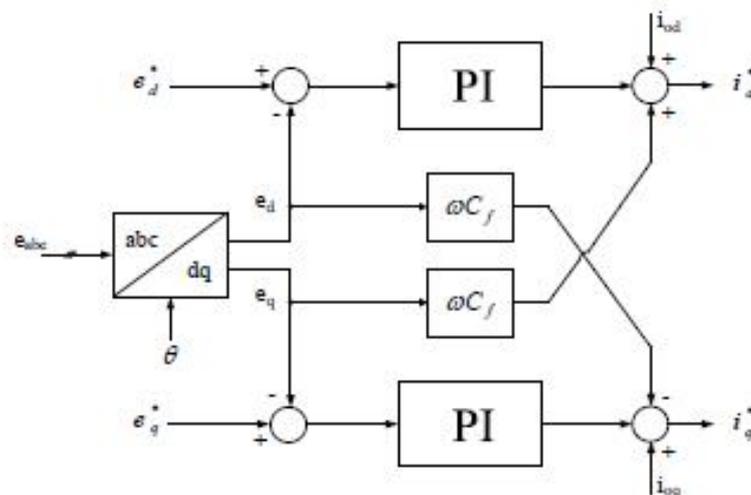


Figure 4.10– La structure du régulateur de tension AC mis en œuvre dans le repère synchrone d-q

Les boucles de commande externe de la tension AC pour les deux composantes d et q de la tension ont la même dynamique. Par conséquent, le réglage des régulateurs de tension AC

ne se réalise que pour l'axe-d, les paramètres du régulateur de tension d'axe-q sont considérés comme identiques avec ceux de l'axe-d.

Le schéma de contrôle de tension AC est présenté par la figure 4.11.

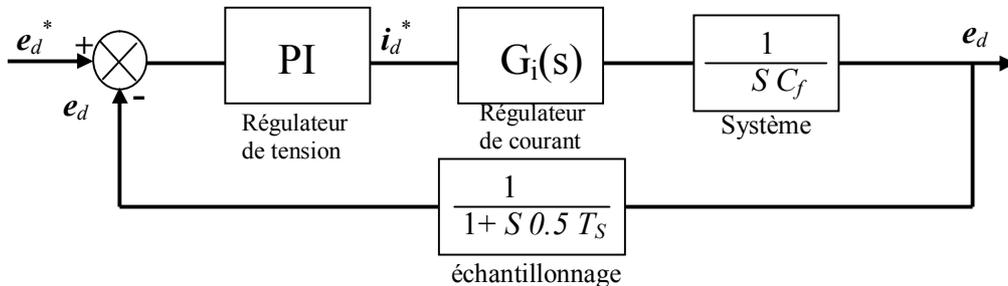


Figure 4.11– Schéma de bloc de la boucle de régulation de tension AC

Synthèse du régulateur de tension AC

Pour la synthèse du régulateur PI de la tension alternative PI, le même algorithme qui a été utilisé pour le réglage du régulateur de tension DC a été suivi. Après avoir satisfait toutes les mesures présentées précédemment, les paramètres de ce régulateur sont :

Le gain proportionnel $k_{pvac} = 0.16$,

Le gain d'intégration $k_{ivac} = 8.02$

4.2.7 Résultats de simulation

4.2.7.1 Convertisseur à MLI à porteuse triangulaire

a) Essai 1

Conditions d'essai

- A $t = 1s$ échelon de puissance active (P^* passe de $0.8 pu$ à $0.4pu$).
- A $t = 1,5s$ échelon de puissance réactive (Q^* passe de $0 pu$ à $-0.5pu$).

Cet essai consiste à réaliser des échelons de puissances actives et réactives tout en maintenant la tension côté continue Vdc constante.

Les courbes en vers représentent les grandeurs de référence et les courbes en bleu représentent les grandeurs réelles (pour le cas de réglage par PI).

Les figures (4.12 à 4.31) montrent le comportement transitoire de système VSC-HVDC lors des variations brusques des références de la puissance active et réactive. On peut constater un bon asservissement avec un régime transitoire un peu lent mais sans dépassement.

La variation de la puissance active à l'instant 1s provoque une variation de la puissance réactive, cette variation est dû au couplage existe entre les deux puissances. Ceci nous a permet de dire que le découplage, entre les deux composantes du courant i_d et i_q et par conséquent entre les deux puoissances, par le régulateur PI n'est pas parfait.

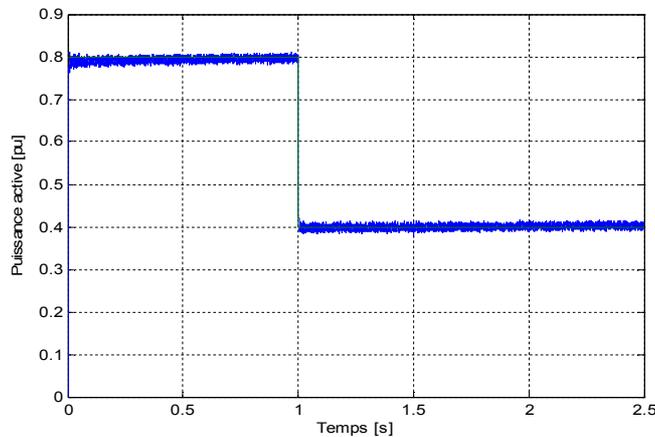


Figure 4.12 –Variation de la puissance active [pu].

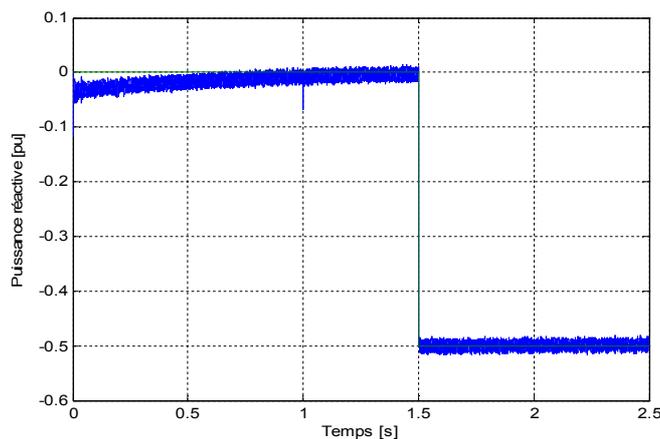


Figure 4.13 –Variation de la puissance réactive [pu].

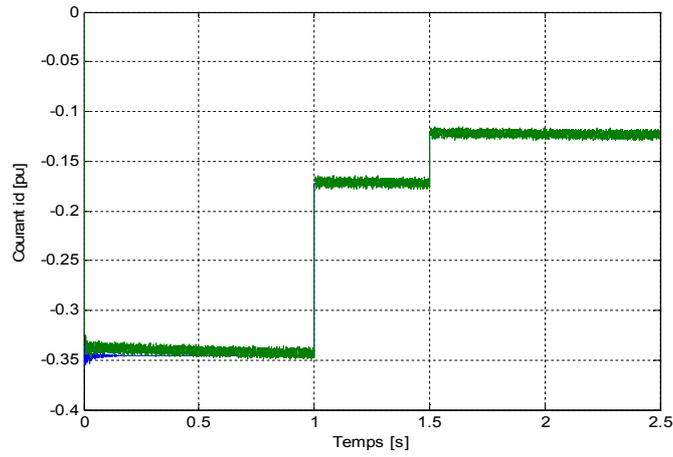


Figure 4.14 –Variation du Courant i_d [pu].

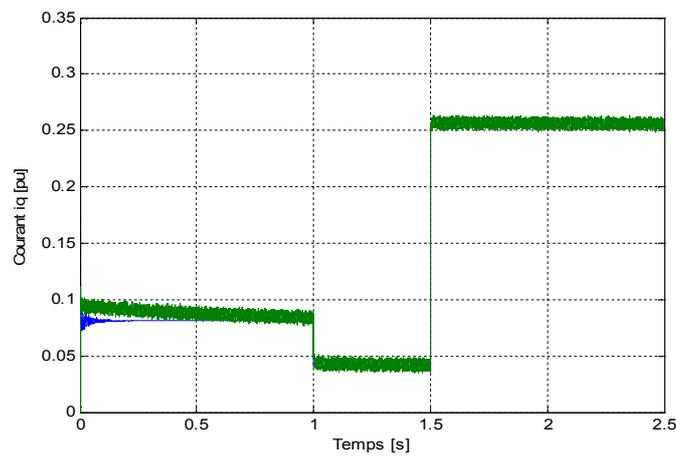


Figure 4.15 –Variation du Courant i_q [pu].

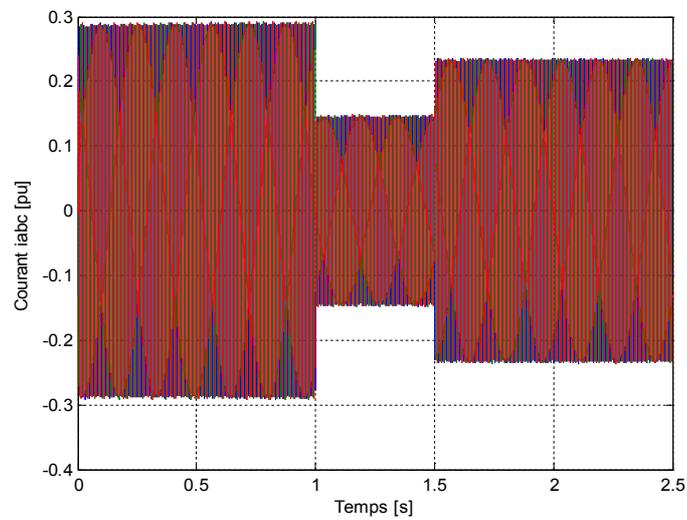


Figure 4.16 –Variation du courant coté alternatif [pu]

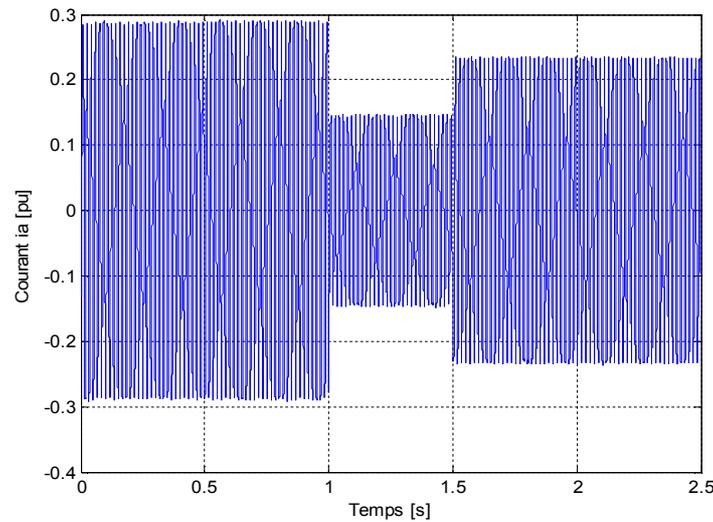


Figure 4.17 – Variation d'une phase de courant alternatif [pu]

La figure 4.17 illustre la variation de courant qui dû évidemment à la relation existe entre le courant et la puissance.

La figure 4.18 montre qu'uniquement la variation de la puissance active influence la tension continue V_{dc} aux bornes de condensateur : cette perturbation à l'instant instant de changement de consigne de la puissance active est notée.

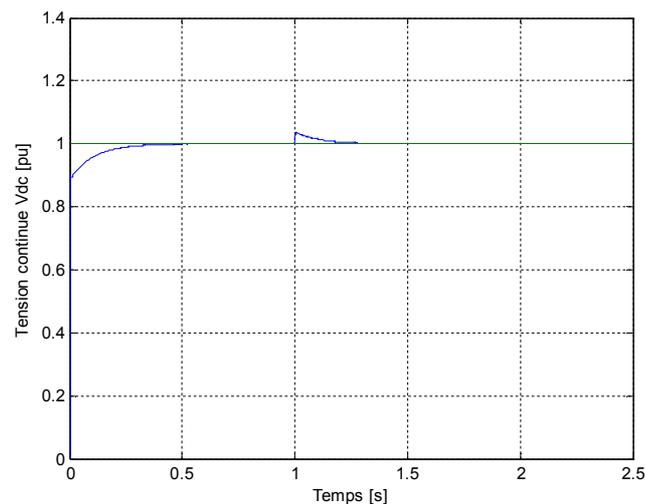


Figure 4.18 – Variation de la tension continue V_{dc} [pu].

b) Essai 2**Conditions d'essai**

- $P^* = 0.8 \text{ pu}$
- $Q^* = 0 \text{ pu}$
- A $t=1\text{s}$ échelon de la tension continue V_{dc} (V_{dc}^* passe de 1 pu à 0.5 pu).

Cet essai consiste à réaliser des échelons de puissances actives et réactives tout en maintenant la tension continue V_{dc} constante.

Les figures (4.19 à 4.25) montrent que les deux puissances suivent leurs références avec un régime transitoire très rapide pour la puissance active et un peu lent pour la puissance réactive. On peut constater la même remarque pour les deux composantes du courant i_d et i_q ce qui montre que ces deux composantes sont respectivement les images de la puissance active et réactive.

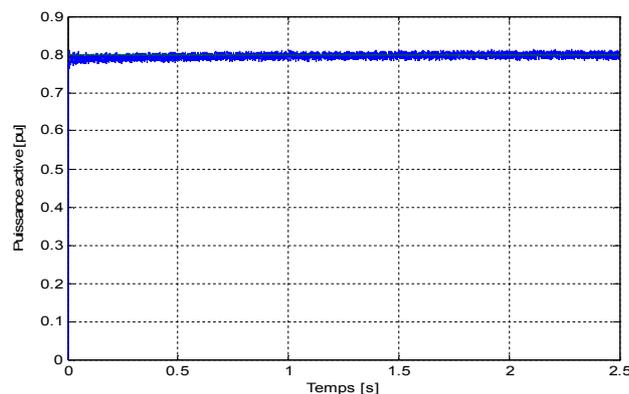


Figure 4.19 –Variation de la puissance active [pu].

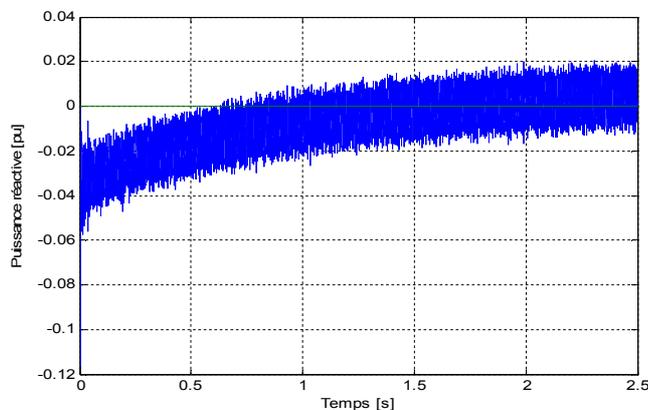


Figure 4.20 –Variation de la puissance réactive [pu].

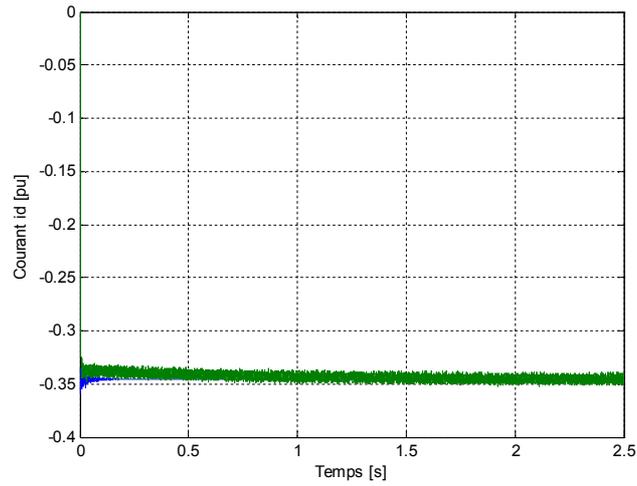


Figure 4.21 –Variation du Courant i_d [pu].

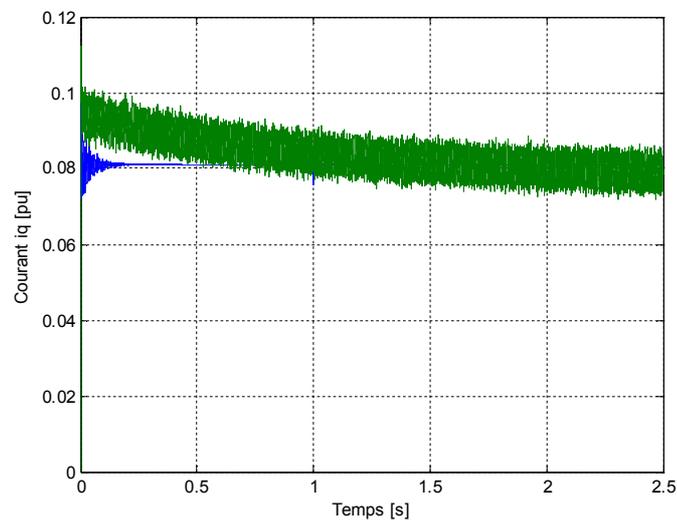


Figure 4.22–Variation du Courant i_q [pu].

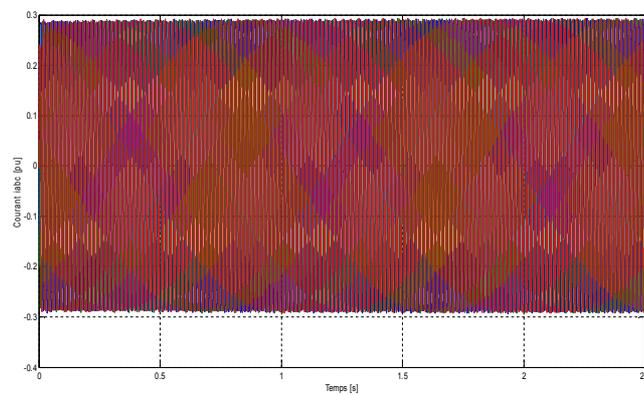


Figure 4.23 –Variation du courant coté alternatif [pu]

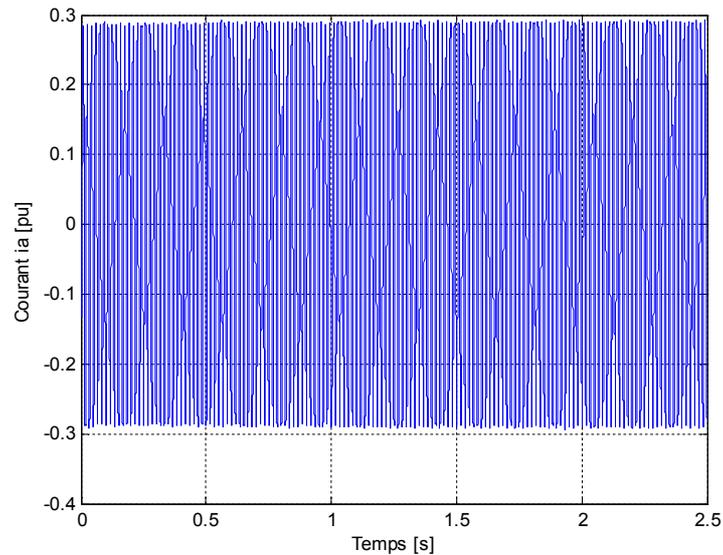


Figure 4.24 – Variation d'une phase de courant alternatif [pu]

La figure 4.25 montre le bon asservissement de la tension continue V_{dc} avec un régime transitoire un peu lent mais sans dépassement.

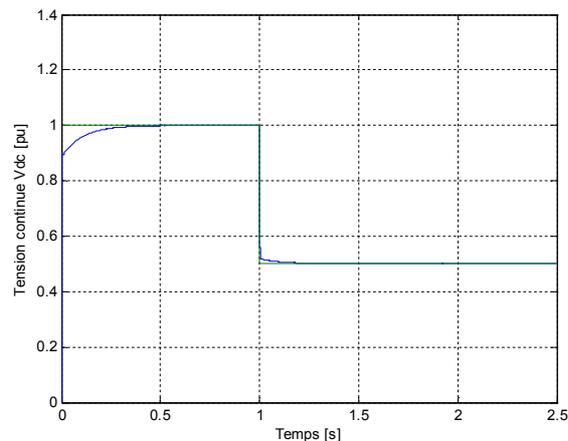


Figure 4.25 – Variation de la tension continue V_{dc} [pu].

En examinant les allures précédentes, on peut constater que toutes les grandeurs côté continu présentes des grandes oscillations qui sont dû, sans doute, à la commande MLI à porteuse triangulaire. Pour minimiser l'amplitude de la bande de ces oscillations, on va procéder une autre technique de commande telle que la commande MLI à bande d'hystérésis d'hystérésis expliquée dans le chapitre précédent (voir paragraphe 3.3.2.2).

4.2.7.2 Convertisseur à MLI à Bande d'hystérésis

Conditions d'essai

- A $t=1$ s échelon de puissance active (P^* passe de $0.8 pu$ à $0.4 pu$).
- $Q^* = 0 pu$

L'objectif de cet essai est de savoir quel est l'apport de la MLI à bande d'hystérésis au système VSC-HVDC. En examinant les figures (4.26 à 4.31), on peut constater que les résultats sont nettement améliorés et les fluctuations devenues très faibles.

On peut remarquer que la variation de la puissance active à l'instant 1s provoque une variation de la puissance réactive, cette variation est dû au couplage existe entre les deux puissances. Ceci nous permet de dire que le découplage, entre les deux composantes du courant i_d et i_q et par conséquent entre les deux puissances, par le régulateur PI n'est pas parfait.

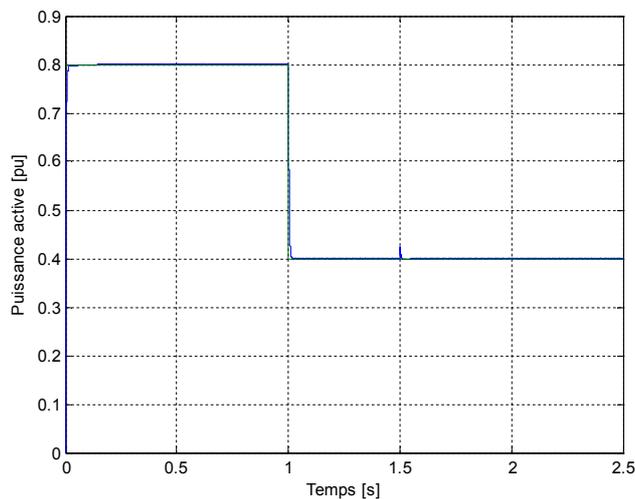


Figure 4.26 –Variation de la puissance active [pu].

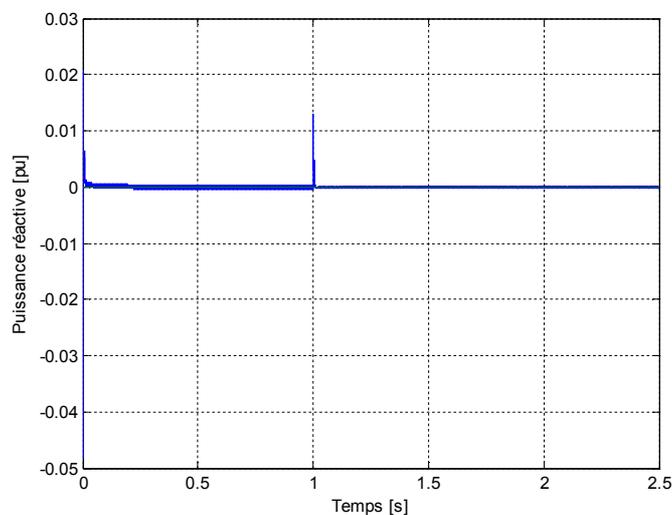


Figure 4.27 –Variation de la puissance réactive [pu].

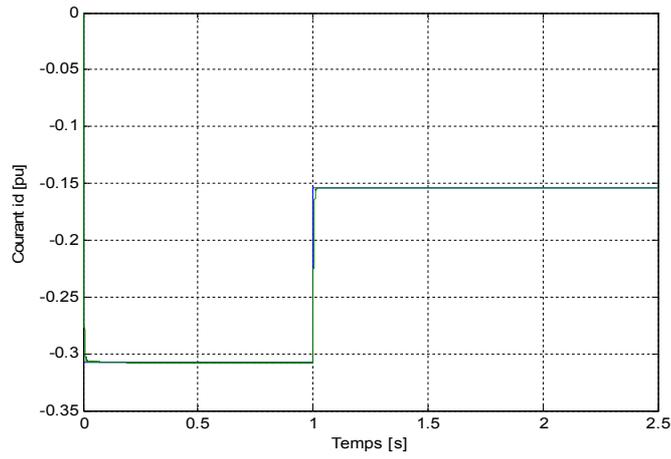


Figure 4.28 –Variation du Courant i_d [pu].

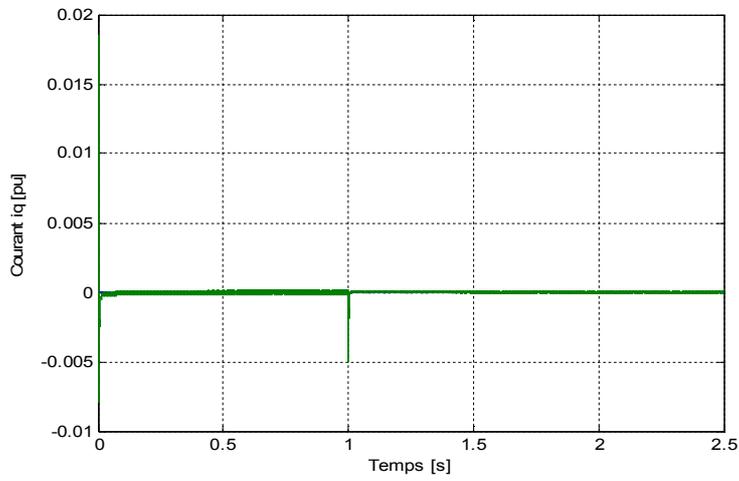


Figure 4.29–Variation du Courant i_q [pu].

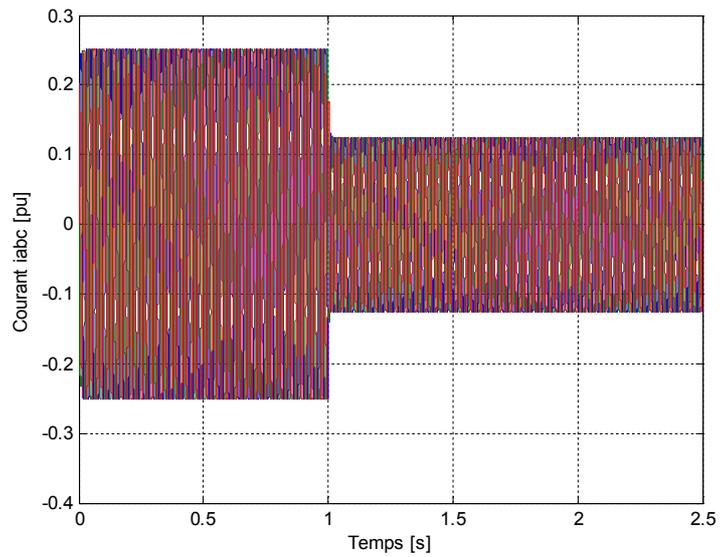


Figure 4.30 –Variation du courant coté alternatif [pu]

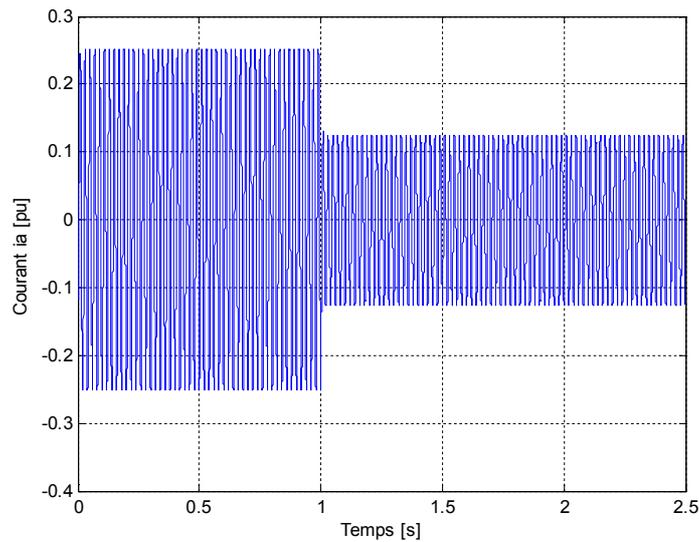


Figure 4.31 – Variation d'une phase de courant alternatif [pu]

4.3 Règlage par mode de glissement [34] [35]

Dans cette partie, nous utilisons la stratégie de la commande non linéaire par mode de glissement de VSC-HVDC pour améliorer les caractéristiques régulatrices de système étudié. Nous comparons les performances à celles obtenues par le régulateur PI. Nous examinons également la robustesse du système.

4.3.1 Algorithme du mode de glissement

C'est une commande à structure variable (CSV) qui dans le génie électrique porte le nom de commande par mode de glissement. Les commandes CSV sont réputées pour être des commandes robustes vis à vis des variations paramétriques et peu gourmandes en temps de calcul.

Dans les systèmes à structure variable utilisant la commande par mode de glissement, trois configurations de base sont possibles. La première correspond à la structure la plus simple où la commutation a lieu au niveau de l'organe de commande lui-même. La deuxième structure fait intervenir la commutation au niveau d'une contre-réaction d'état. Et enfin, la troisième structure est une structure par commutation au niveau de l'organe de commande avec ajout de la "commande équivalente". Dans notre travail, nous utiliserons cette dernière.

Le schéma de la structure par commutation au niveau de l'organe de commande est donné sur la figure 4.32. Cette structure de commande est la plus classique et la plus usitée. Elle correspond au fonctionnement tout ou rien des interrupteurs de puissance.

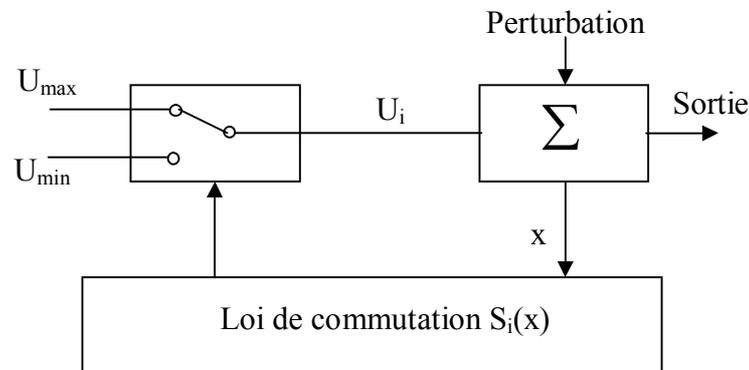


Figure 4.32 – Structure de régulation par commutation au niveau de l'organe de commande

Le schéma de la structure par commutation au niveau d'une contre réaction d'état est donné par la figure 4.33, c'est la structure la moins exigeante au niveau de la sollicitation de la commande. Elle s'appuie sur la commande par contre réaction d'état classique où le réglage de la dynamique du système est réalisé par les gains de réglage.

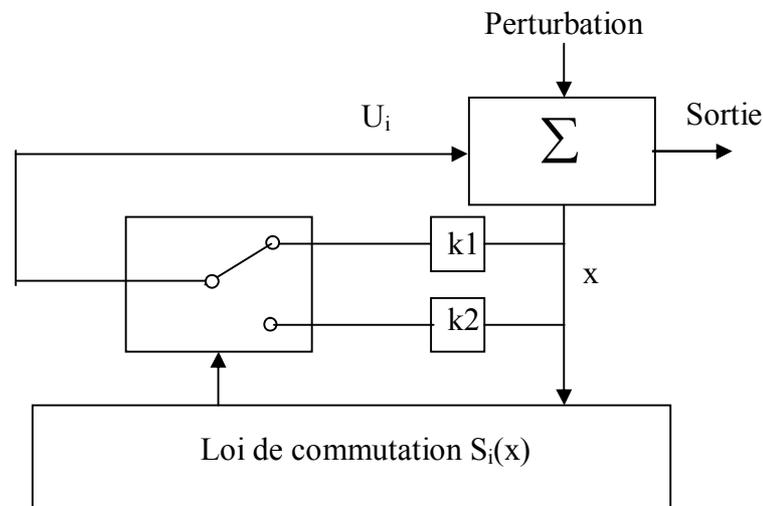


Figure 4.33 – Structure de régulation par commutation au niveau de la contre réaction d'état

Le schéma de la structure par commutation au niveau de l'organe de commande, avec ajout de la commande équivalente est donné par la figure 4.34, cette structure permet de prépositionner l'état futur du système grâce à la commande équivalente. L'organe de commande

est beaucoup moins sollicité, mais on est plus dépendant des variations paramétriques du fait de l'expression de cette commande équivalente. En outre, cette structure est très simple d'utilisation.

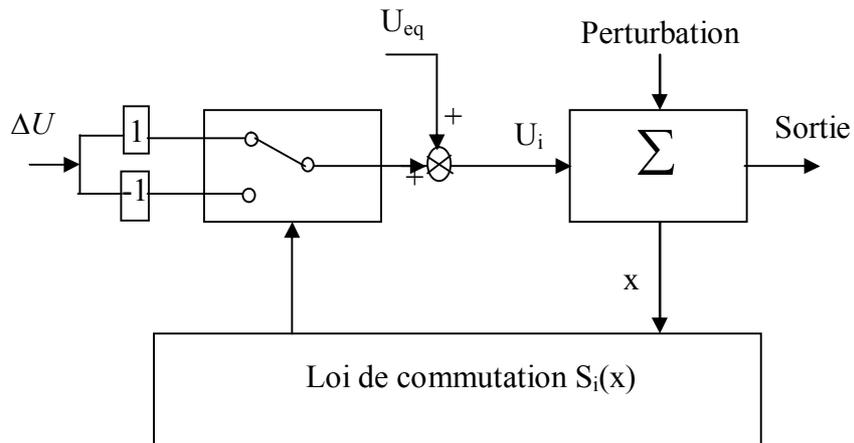


Figure 4.34 – Structure de régulation par ajout de la commande équivalente

Le comportement du système est décrit par deux équations différentielles distinctes. Suivant que l'équation d'évolution du système est supérieure ou inférieure à une surface dénommée hyper- surface de commutation où :

$$S(x) = (S_1(x) \dots S_m(x)).$$

Dans ce cas, nous avons alors :

$$u(x) = \begin{cases} u^+(x) \rightarrow si & S(x) > 0 \\ u^-(x) \rightarrow si & S(x) < 0 \end{cases} \quad (4.16)$$

En se plaçant dans un espace à 2 dimensions, le principe de discontinuité de la commande (Eq. 4.16) peut être illustré par la figure 4.35

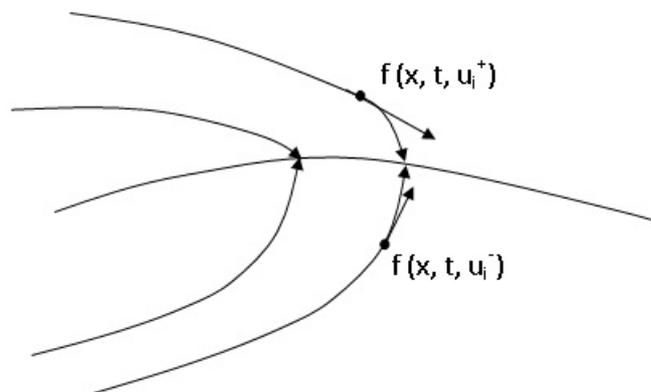


Figure 4.35 – Convergence de la trajectoire vers la surface de commutation

Ainsi, le problème de l'existence du régime glissant se résume à analyser la trajectoire du système, qui ne doit pas s'éloigner de l'hyper- surface S . Nous cherchons à vérifier que la distance et la dérivée de la distance (c'est à dire, la vitesse d'approche) entre la trajectoire et la surface de commutation soient opposées en signe, cela peut être exprimé par les équations ci-dessous :

$$\lim \dot{S} > 0 \text{ Quand } S \rightarrow 0^- \quad (4.17)$$

$$\lim \dot{S} < 0 \text{ Quand } S \rightarrow 0^+ \quad (4.18)$$

La surface de commutation est choisie de telle sorte que :

$$S = \Delta x = x_{ref} - x \quad (4.19)$$

et

$$G = \begin{pmatrix} \frac{\partial S_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial S_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial S_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial S_m}{\partial x_n} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & -1 \end{pmatrix} \quad (4.20)$$

G est une matrice de dimension $(m \times n)$.

Le model d'état peut s'écrire sous la forme [34]

$$\dot{x} = g(x, t) + B(x, t)u \quad (4.21)$$

Où $g \in R^n$

$B(x, t)$ est une matrice de commande

On a:

$$u_{eq} = -(GB)^{-1} Gg(x, t) \quad (4.22)$$

$$\Delta u = -(GB)^{-1} K |S|^{\alpha_j} \text{sign}(S) \quad (4.23)$$

Avec $\alpha \in]0, 1[$
 $j \in [1, m]$

Le vecteur de commande u est alors tel que :

$$u = u_{eq} + \Delta u \quad (4.24)$$

4.3.2 Réglage de VSC-HVDC par mode de glissement

La synthèse par mode glissement consiste à prendre une surface d'une forme

$$S = \dot{e} + \lambda.e \quad (4.25)$$

$$e = x_d - x$$

Où e est l'erreur de réglage et λ un coefficient constant.

x_d Étant la trajectoire désirée

La commande attractive déterminée par la condition d'attractivité $S.S < 0$ assure l'attraction de la trajectoire d'évolution du système vers la surface de glissement $S=0$.

La commande par mode glissant [35] consiste à :

- Définir une surface de glissement S ,
- choisir une loi de commande qui rapproche la trajectoire le plus possible de la surface,
- déterminer la dynamique du système sur cette surface.

La boucle de régulation de tension continue V_{dc} est représentée par la figure 4.36 ci-dessous :

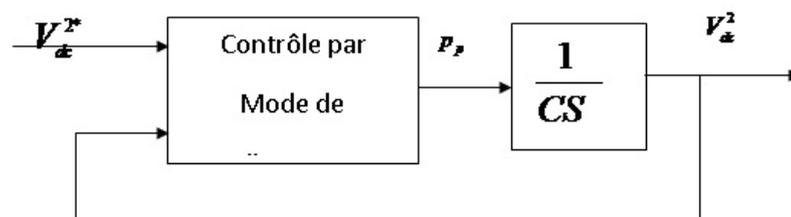


Figure 4.36 – La boucle de régulation de la tension continue V_{dc}

C est la capacité du condensateur d'accumulation d'énergie.

En posant $x = V_{dc}^2$, on obtient le modèle suivant :

$$\dot{x} = \frac{P_p}{C} \quad (4.26)$$

$$x_d = V_{dc}^{*2}$$

En prenant comme surface de glissement $S = e$, on obtient

$$\dot{S} = \dot{x}_d - \dot{x} \quad (4.27)$$

La condition $S \cdot \dot{S} < 0$ assure l'attractivité de la trajectoire vers la surface de glissement. Pour ce faire, il suffit de choisir la commande telle que :

$$P_p = -KC \text{sign}(S) = -KC \text{sign}(V_{dc}^{2*} - V_{dc}^2) \quad (4.28)$$

Le modèle de régulation du courant par mode de glissement est donné par la figure suivante :

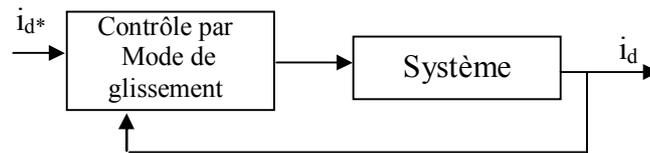


Figure 4.37 – La boucle de régulation par mode de glissement

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{e_d - v_d}{L} - \frac{R}{L} i_d \quad (4.29)$$

En posant $x=i_d$, on obtient le modèle suivant :

$$\dot{x} = \frac{e_d - v_d}{L} - \frac{R}{L} x \quad (4.30)$$

$$x_d = i_d^* \quad (4.31)$$

$$e = i_d^* - i_d \quad (4.32)$$

Et la surface

$$S = e \quad (4.33)$$

Système stable si $S \cdot \dot{S} < 0$ on obtient la loi de commande :

$$u = L \left(-\frac{R}{L} x - x^* + K (x^* - x) \right) \quad (4.34)$$

Où K est un coefficient réel

4.3.3 Résultats de simulation

Conditions d'essai

- A $t=1$ s échelon de puissance active (P^* passe de 0.8 pu à 0.4 pu).
- A $t=1,5$ s échelon de puissance réactive (Q^* passe de 0 pu à -0.5 pu).
- $V_{dc}^*=1$ pu

Les figures (4.38, 4.39, 4.40 et 4.41) représentent la variation de la puissance active et la variation de puissance réactive avec les deux régulateurs, PI et par mode de glissement. Elles montrent que le Mode glissant donne une meilleure dynamique avec un temps de réponse très court comparativement à celle obtenue par le PI. A l'instant de variation de la puissance réactive, on peut remarque que le Mode glissant rejette rapidement la perturbation rapport au PI, ce qui montre que le découplage entre les deux puissances est mieux assuré par cette technique avancée (Commande par mode de glissement).

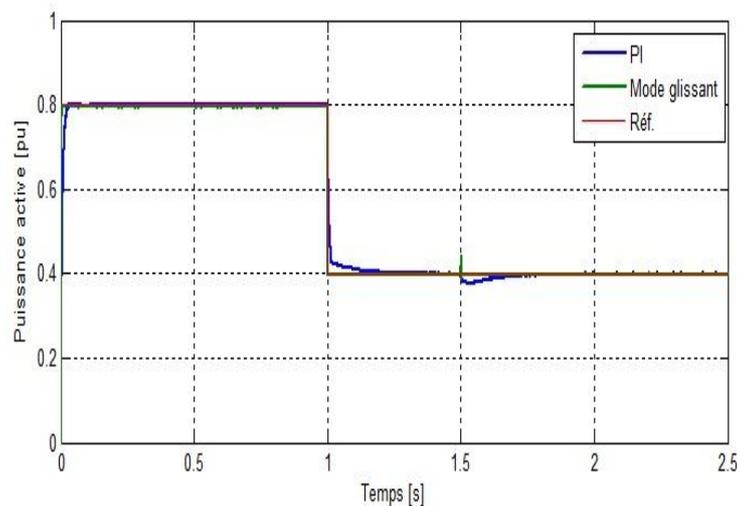


Figure 4.38 – Variation de la puissance active [pu].

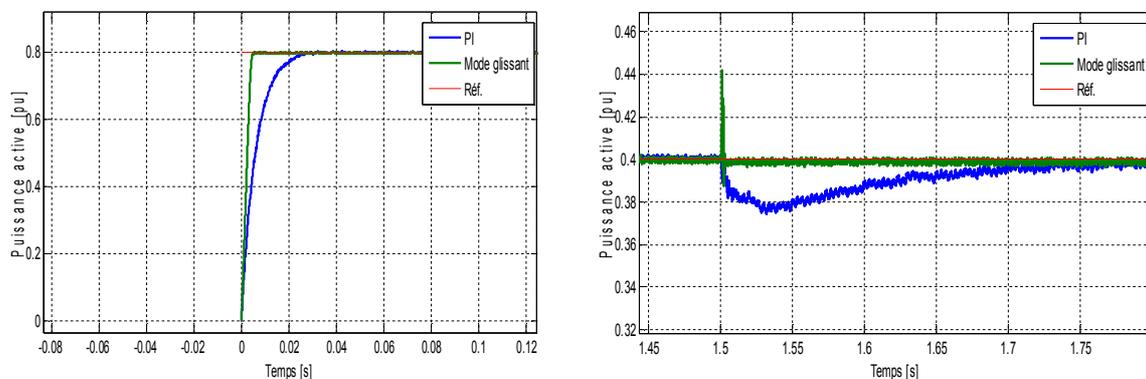


Figure 4.39 – Zoom de la puissance active aux instants de variation de référence [pu].

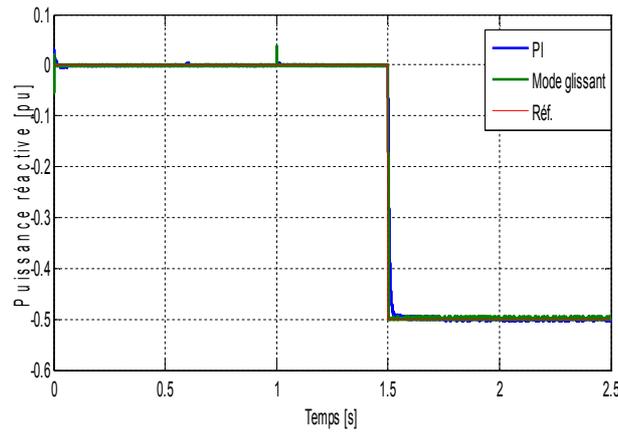


Figure 4.40 – Variation de la puissance réactive [pu].

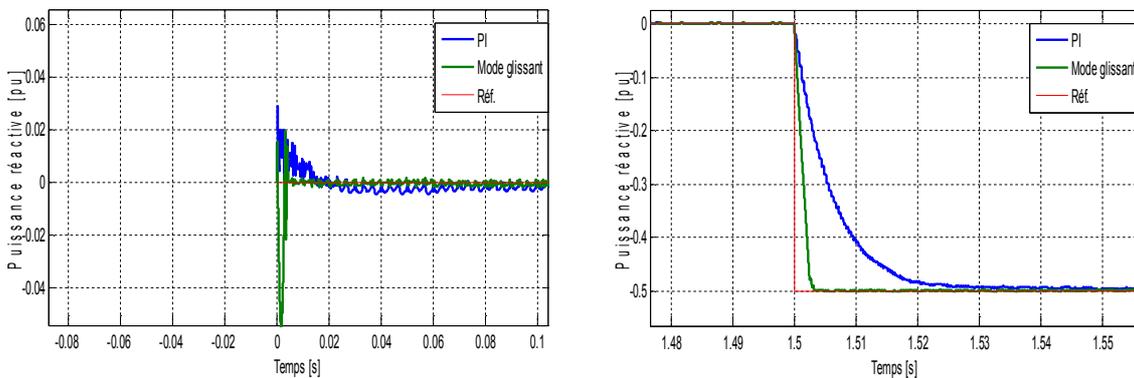


Figure 4.41 – Zoom de la puissance active aux instants de variation de référence [pu].

Les figures (4.42 et 4.43) illustrent le comportement transitoire de la tension continue et leur zooms, on peut constater que cette tension suit rapidement sa référence, ce qui permet de dire que ce régulateur assure une bonne poursuite, d'une part, et d'autres part il rejette rapidement les perturbations (bonne régulation).

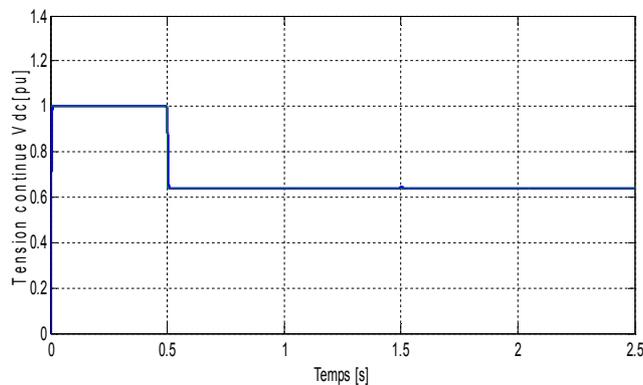


Figure 4.42 – Variation de la tension continue V_{dc} [pu].

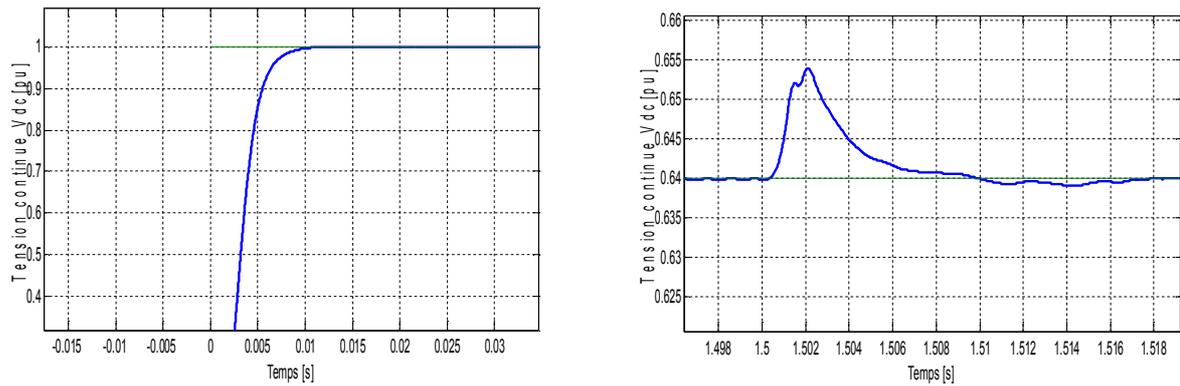


Figure 4.43 – Zoom de la variation de tension continue V_{dc} [pu].

Etude de la robustesse

Cet essai consiste à faire varier les paramètres du modèle du système VSC-HVDC et de voir si la régulation par mode de glissement reste dans les limites des contraintes fixées par le cahier des charges. Cette étude est très importante car dans un système réel les paramètres de la ligne HVDC sont soumis à des variations causées par différents phénomènes physiques (Saturation et échauffement). Ajoutons à cela que l'identification de ces paramètres est astreinte à des imprécisions dues à la méthode employée ou aux appareils de mesure.

Pour vérifier la robustesse de régulateur par mode glissant deux tests ont été effectués. Dans le premier nous avons augmenté l'inductance de la ligne de transmission côté de 50% de sa valeur nominale et dans le deuxième test nous avons augmenté la résistance de 50% en conservant les mêmes paramètres de contrôleur qui sont déjà calculés pour la valeur nominale de l'inductance.

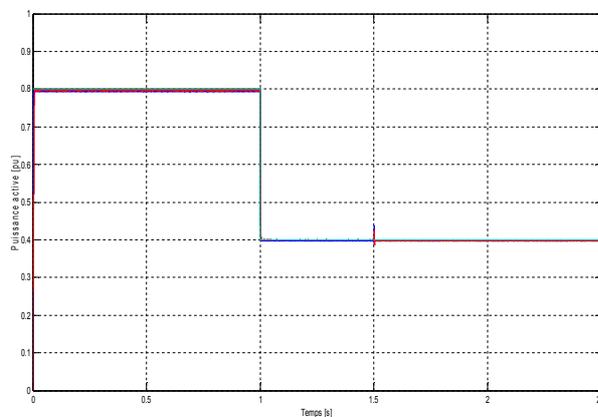


Figure 4.44 –Variation de la puissance active avec une augmentation de l'inductance ($L+50\%L_n$).

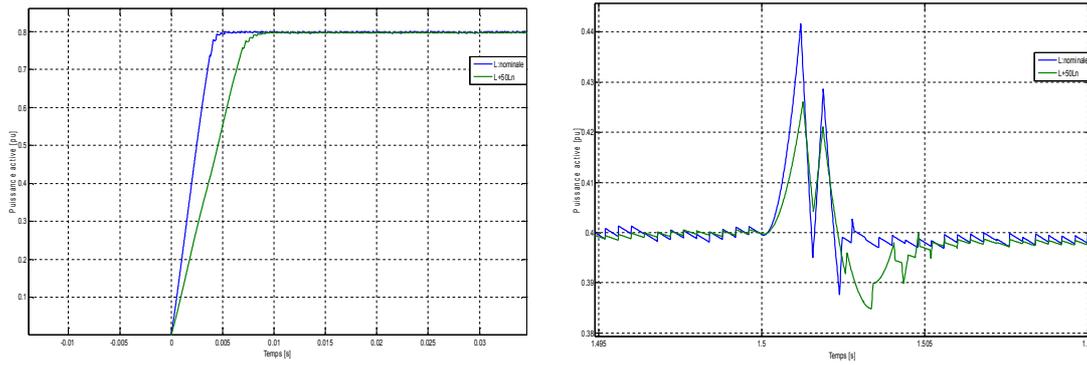


Figure 4.45 –Zoom de variation de la puissance active avec une augmentation de l'inductance ($L+50\%L_n$).

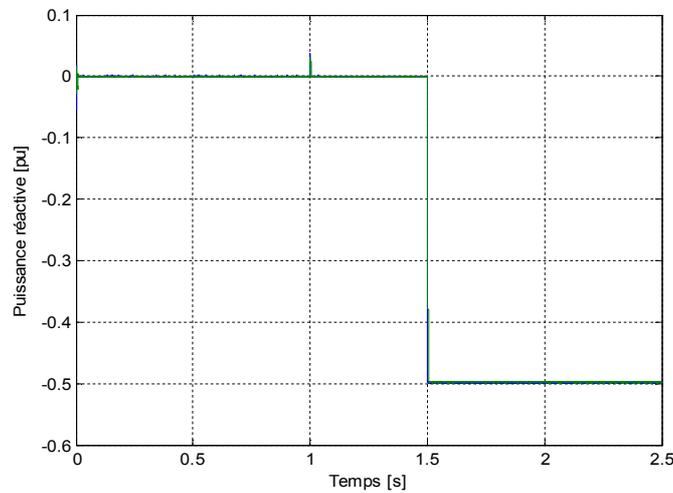


Figure 4.46 –Variation de la puissance réactive avec une augmentation de l'inductance ($L+50\%L_n$).

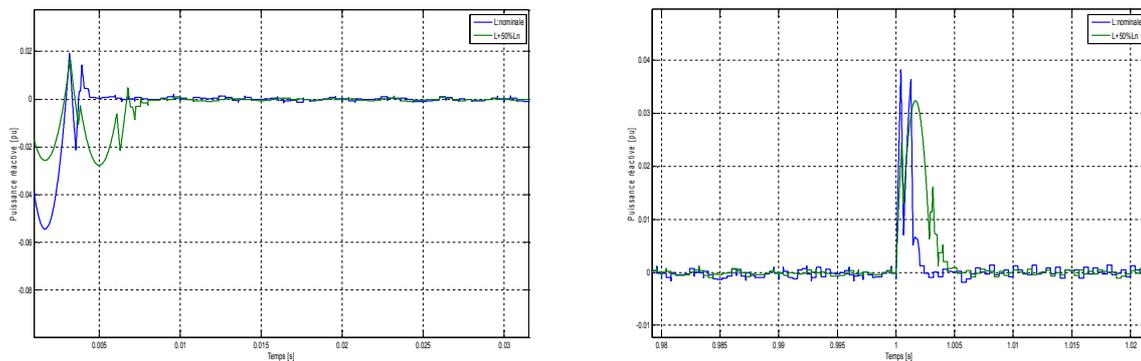


Figure 4.47 –Zoom de variation de la puissance réactive avec une augmentation de l'inductance ($L+50\%L_n$).

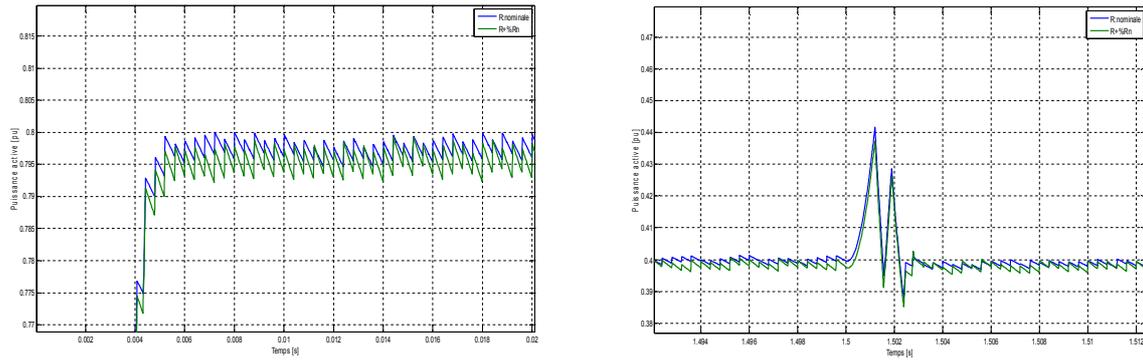


Figure 4.48 –Zoom de variation de la puissance active avec une augmentation de La résistance ($R+50\%R_n$).

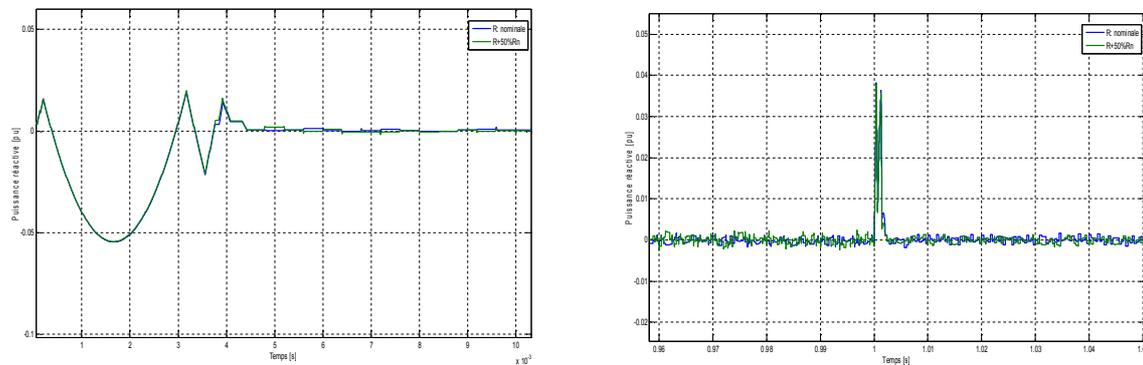


Figure 4.49 –Zoom de variation de la puissance réactive avec une augmentation de la résistance ($R+50\%R_n$).

Les figures (4.44 à 4.49) montrent que le régulateur par mode glissement donne des bonnes performances pour les différentes valeurs de l'inductance et la résistance à cause de l'efficacité et la robustesse de ce type de régulation.

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre, la structure de contrôle global d'un système de transport VSC – HVDC a été présentée.

Dans la première partie du chapitre un bref aperçu des stratégies de contrôle applicables pour un tel système a été fait. Dans la suite, la boucle interne de courant a été discutée et la procédure de réglage pour le régulateur du courant a été présentée. En outre, tous les circuits de contrôle externes pouvant être utilisés dans le contrôle de la transmission HVDC-VSC ont été discutés et la synthèse des contrôleurs a été réalisée.

Les régulateurs PI ont été utilisés pour contrôler le courant, la tension continue DC et la tension AC. Pour contrôler la puissance active et réactive, de simples régulateurs proportionnels (P) ont été utilisés.

La synchronisation du réseau a été réalisée au moyen d'un PLL.

Chapitre V

Simulation d'un réseau mono-
machine comportant un VSC-
HVDC

Chapitre V

Simulation d'un réseau mono-machine comportant un VSC-HVDC

5.1 Introduction

Après la modélisation et la commande d'un système VSC-HVDC, nous aborderons dans ce chapitre la simulation d'un réseau mono-machine comportant un VSC-HVDC à MLI à bande d'hétérésis et régulé par un PI analogique et le mode de glissement, pour voir l'impact positif qu'il peut avoir sur le transit des puissances active et réactive, d'une part, et d'autre part à l'amélioration de la stabilité en cas de perturbations telle que un court-circuit triphasé.

5.2 Topologie du réseau simulé

5.2.1 Réseau de test

Le réseau pris comme réseau test est un réseau mono-machine donné par la figure 5.1 ci-dessous. La connexion de l'alternateur au réseau électrique à puissance infinie est constituée d'une ligne HVDC. Au niveau de la turbine existe une régulation classique.

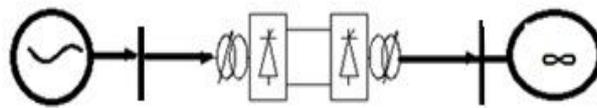


Figure 5.1 – Configuration du réseau avec une liaison VSC-HVDC

5.2.1 Les données de réseau de test

Nous considérons d'abord la base du système en grandeur réduite comme suit [36], [37]:

$$S_{base} = 100MVA \quad \text{Et} \quad U_{base} = 500kV \quad (5.1)$$

Par conséquent les deux autres bases du système (le courant et l'impédance), sont calculées de la manière suivante:

$$i_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}U_{base}} \quad (5.2)$$

$$Z_{base} = \frac{U_{base}^2}{S_{base}} \quad (5.3)$$

Le générateur G

$S_E = 2100$ MVA, $H = 3.7$ s, $V_E = 13.8$ kV, $f = 60$ Hz,

$P_{eo} = 0.75$, $V_{to} = 1.0$, $\delta_o = 41.51^\circ$, $R_S = 2.8544 \cdot 10^{-3}$, $X_d = 1.305$, $X_d' = 0.296$, $X_d'' = 0.252$,

$X_q = 0.474$, $X_q' = 0.243$,

$X_q'' = 0.18$, $T_d = 1.01$ s, $T_d' = 0.053$ s, $T_{qo}'' = 0.1$ s.

La ligne de transmission

La ligne de transmission de type "CURLEW"

3-Ph, 60 Hz, longueur = 300 km, $R_1 = 0.02546$ Ω /km, $R_0 = 0.3864$ Ω / km,

$L_1 = 0.9337 \cdot 10^{-3}$ H/km, $L_0 = 4.1264 \cdot 10^{-3}$ H/ km, $C_1 = 12.74 \cdot 10^{-9}$ F/ km, $C_0 = 7.751 \cdot 10^{-9}$ F/ km

Le transformateur T

$S_n = 2100$ MVA, rapport = 13.8/500, 60 Hz, $R_1 = 0.002$, $L_1 = 0$,

D1/Yg connection, $R_m = 500$, $L_m = 500$.

5.3 Résultats de la simulation

5.3.1 Test de fonctionnement en situation normale

Suivant les conditions ci-dessous :

$$V_{ABC}^* \begin{cases} = 1 pu & \text{si } t \leq 0.5 \text{ sec} \\ = 1.1 pu & \text{si } 0.5 \text{ sec} \leq t \leq 1 \text{ sec} \\ = 1 pu & \text{si } 1 \text{ sec} \leq t \leq 1.5 \text{ sec} \\ = 0.9 pu & \text{si } 1.5 \text{ sec} \leq t \leq 2 \text{ sec} \end{cases}$$

Les courbes en bleu représentent les grandeurs de référence et les courbes en verts représentent les grandeurs réelles (pour le cas de réglage par mode de glissant).

Les figures (5.2, 5.3, 5.4, 5.5 et 5.6) montrent un asservissement total des caractéristiques électriques du VSC-HVDC (la puissance réactive, les composants des courants i_d et i_q , une phase de courant injecté, la tension côté continu V_{dc} et la tension côté alternatif. On peut

constater, que la variation de la puissance réactive suit la variation de la tension alternative, ce qui confirme l'étude théorique précédente.

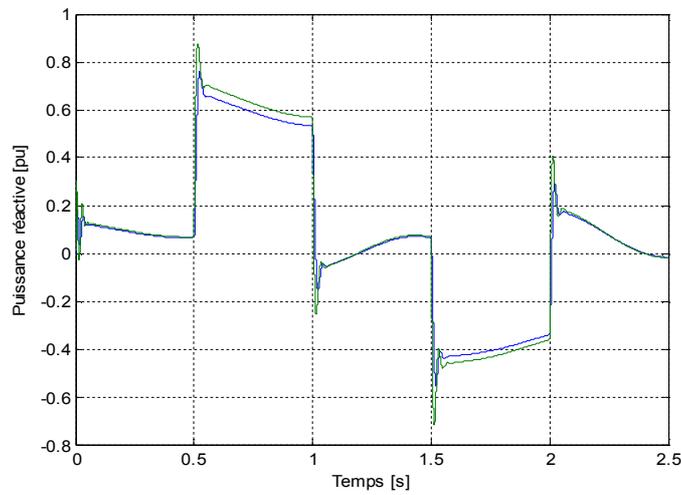


Figure 5.2 – Variation de la puissance réactive [pu].

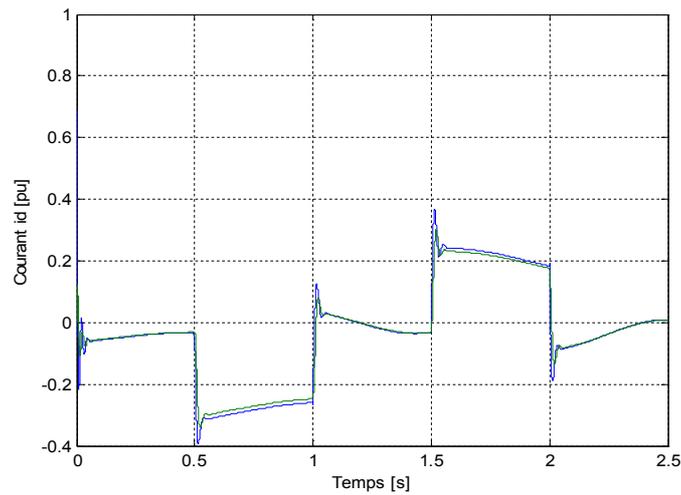


Figure 5.3 – Variation de courant i_d [pu].

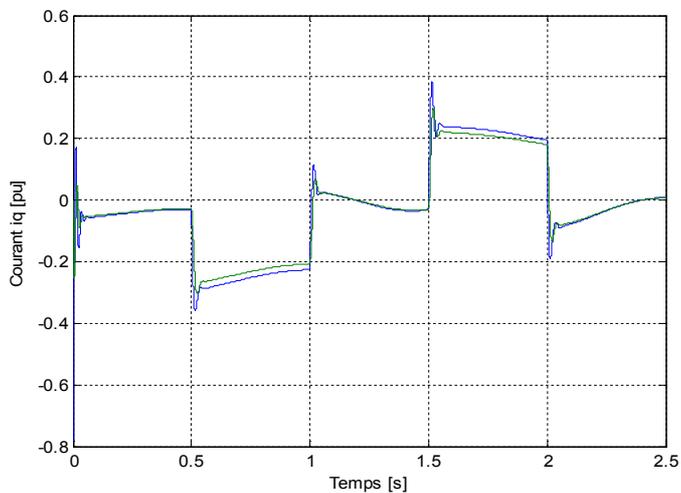


Figure 5.4 – Variation de courant i_q [pu].

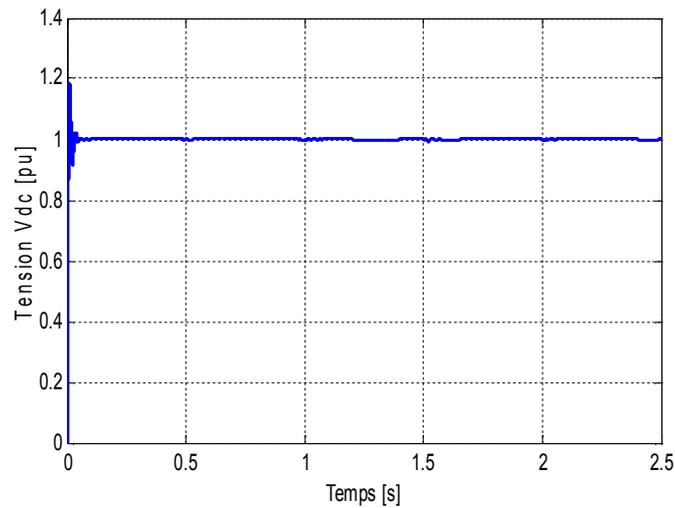


Figure 5.5 –Variation de la tension continu Vdc [pu].

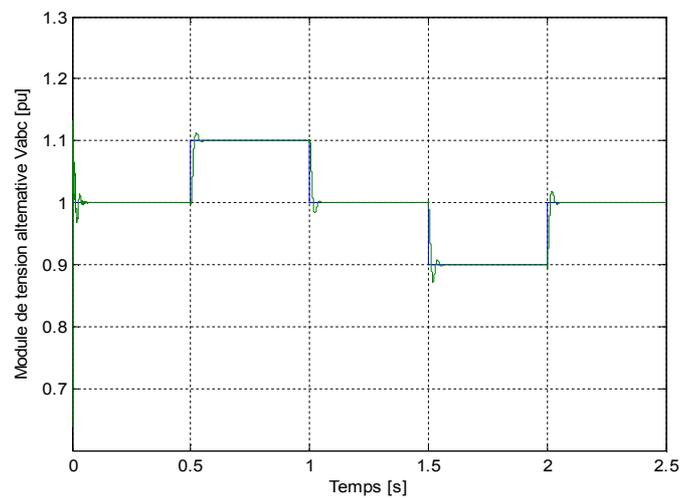


Figure 5.6–Variation de la tension alternatif [pu].

5.3.2 Test de fonctionnement en situation perturbée

Un court circuit triphasé est localisé proche de la charge et éliminé au bout de 200 ms (voir figure 5.7).

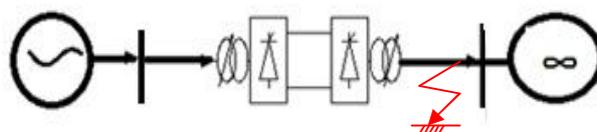


Figure 5.7 – Configuration du réseau perturbé avec une liaison VSC-HVDC

Les figures ci-dessous montrent le comportement de réglage en présence et en absence de VSC-HVDC (Etude de la stabilité transitoire en présence d'un défaut de court circuit triphasé)

a) Avec défaut court circuit, sans VSC-HVDC

Les figures 5.8 à 5.11 montrent le comportement des caractéristiques de l'alternateur durant le défaut. La figure 5.8 montre le comportement du courant et les figures 5.9, 5.10 et 5.11 représentent respectivement le comportement de la fréquence, angle de charge et la tension de sortie.

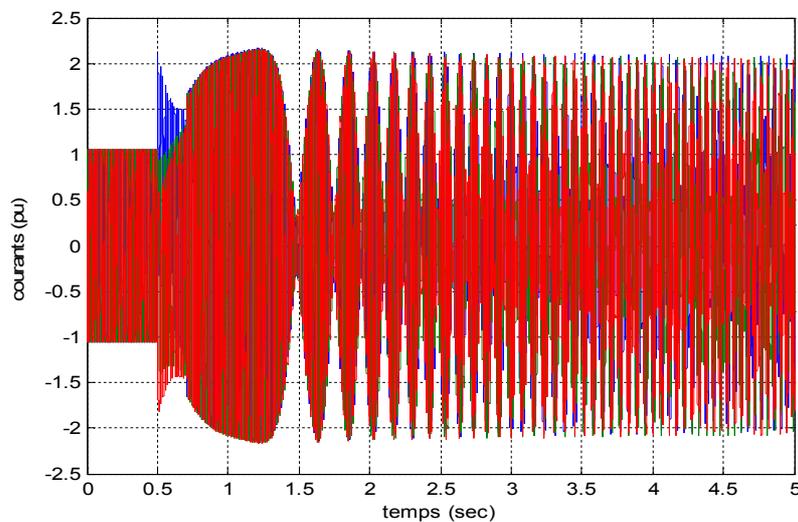


Figure 5.8–Variation de courant de réseau en [pu]

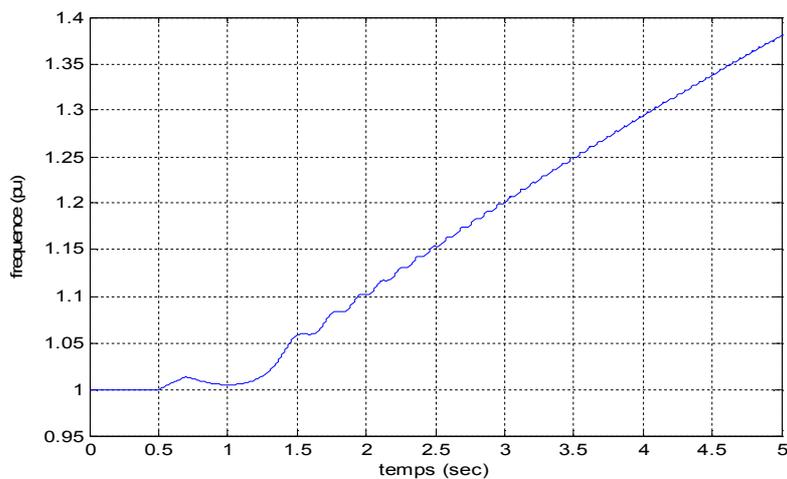


Figure 5.9– Variation de la fréquence en [pu]

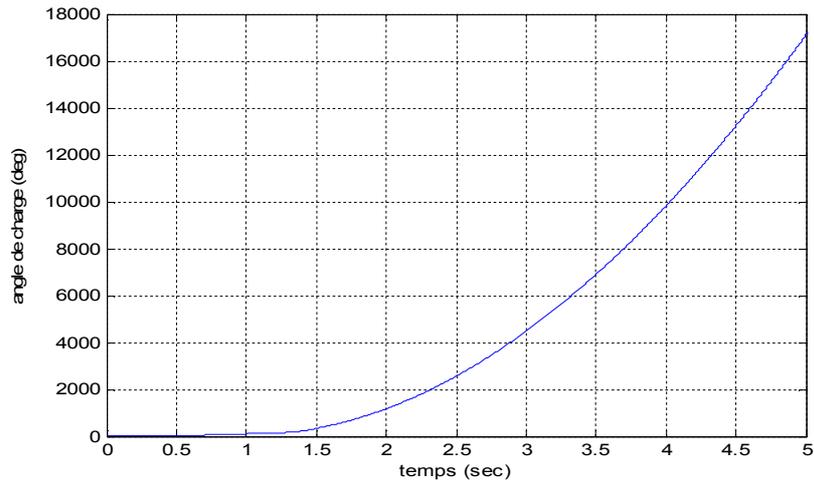


Figure 5.10– Variation de l'angle de charge en [deg].

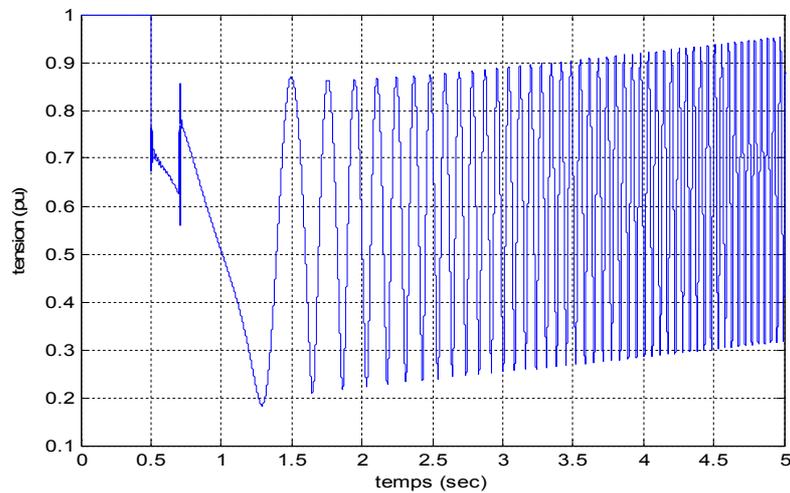


Figure 5.11–Variation de la tension de sortie en [pu]

On observe une instabilité totale sur toutes les caractéristiques à cause de perte de synchronisme.

b) Avec défaut court circuit, avec VSC-HVDC

Les figures 5.12 à 5.16 montrent le comportement des caractéristiques de VSC-HVDC durant le défaut. On remarque, que pendant le temps de défaut, toutes les grandeurs de cette liaison continue présentent un régime transitoire, ensuite ils reviennent pour suivre leurs références, ce qui montre la bonne régulation de la commande par mode de glissement, d'une part, et d'autre part l'efficacité de VSC-HVDC pendant les régimes perturbés.

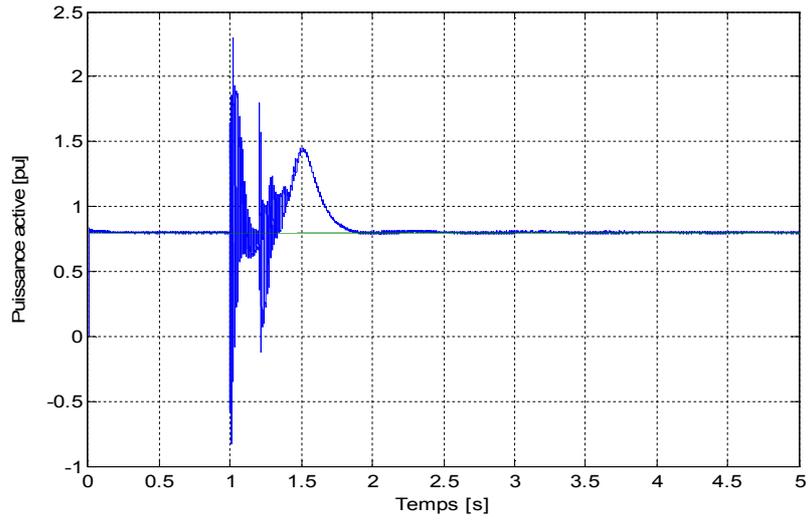


Figure 5.12 –Variation de la puissance active [pu].

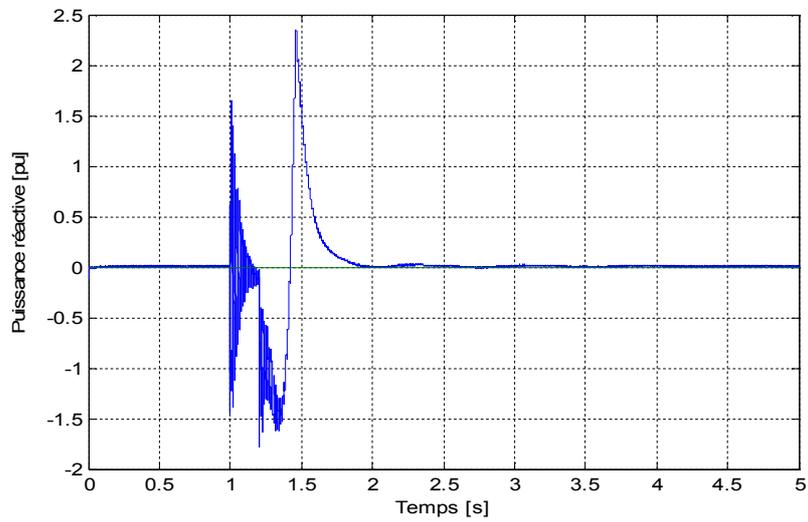


Figure 5.13 –Variation de la puissance réactive [pu].

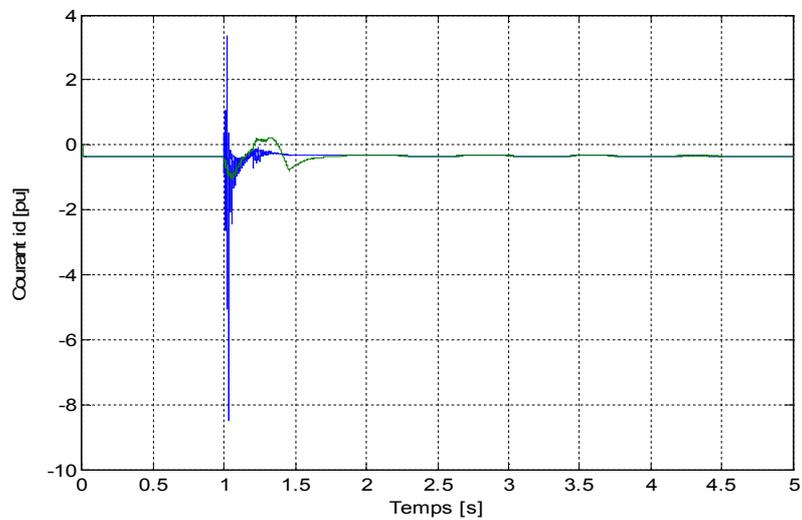


Figure 5.14 –Variation de courant i_d [pu].

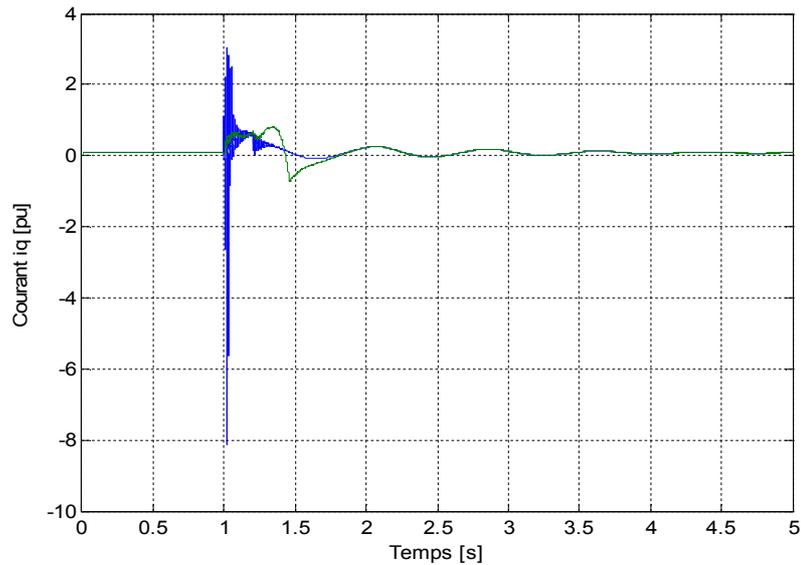


Figure 5.15 –Variation de courant i_q [pu].

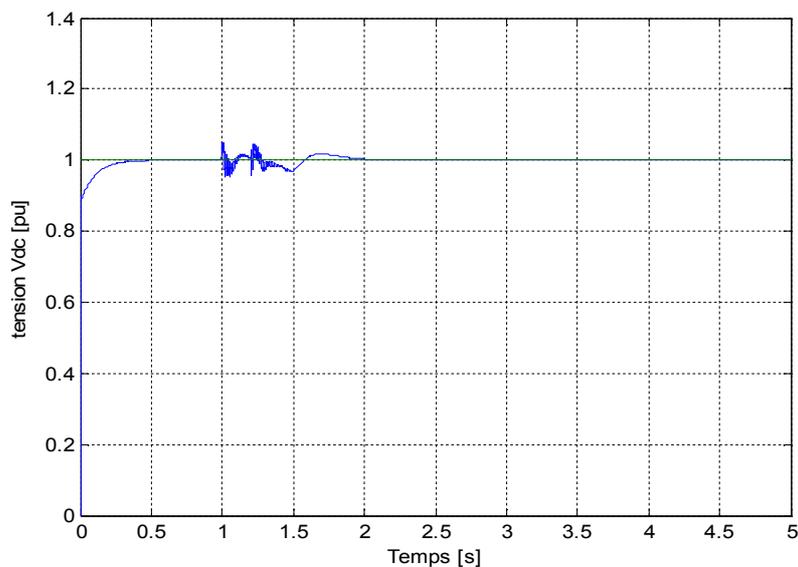


Figure 5.16 –Variation de la tension côté continu V_{dc} [pu].

Les figures 5.17, 5.18 et 5.19 montrent les caractéristiques de l'alternateur (fréquence, angle de charge et tension de sortie) tel que les courbes en verts pour le cas de VSC-HVDC régulé par un PI analogique et les courbes en bleu pour le cas VSC-HVDC régulé par le mode de glissement.

En utilisant les trois figures précédentes, on peut remarquer que le réseau se maintient sa stabilité et l'augmentation de la rapidité de convergence des réponses en présence de VSC-HVDC à mode de glissement comparativement à celle obtenue par un PI, ce qui montre l'efficacité de cette stratégie de commande.

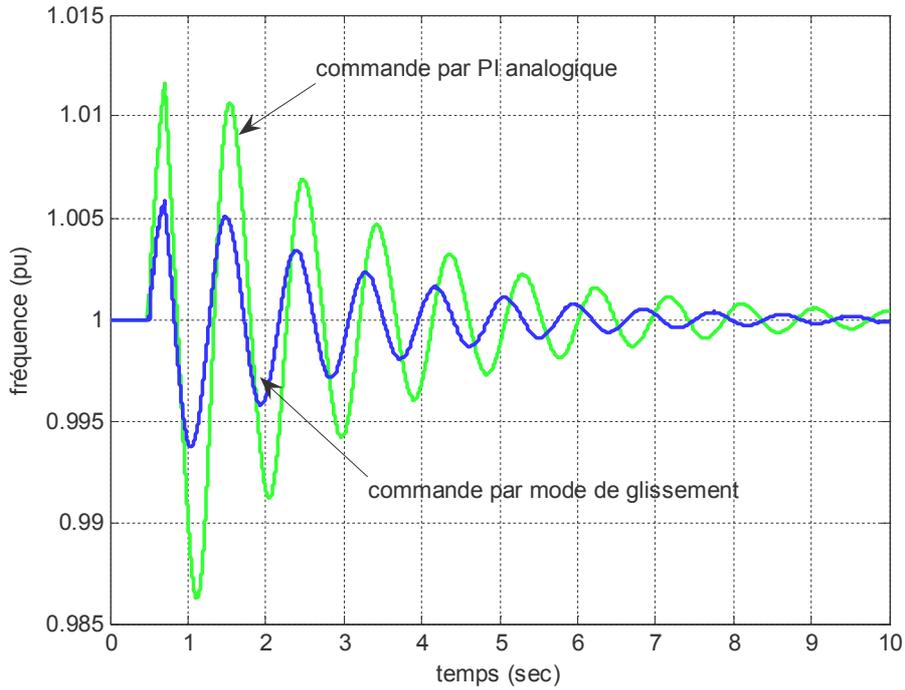


Figure 5.17 – Variation de la fréquence en [pu]

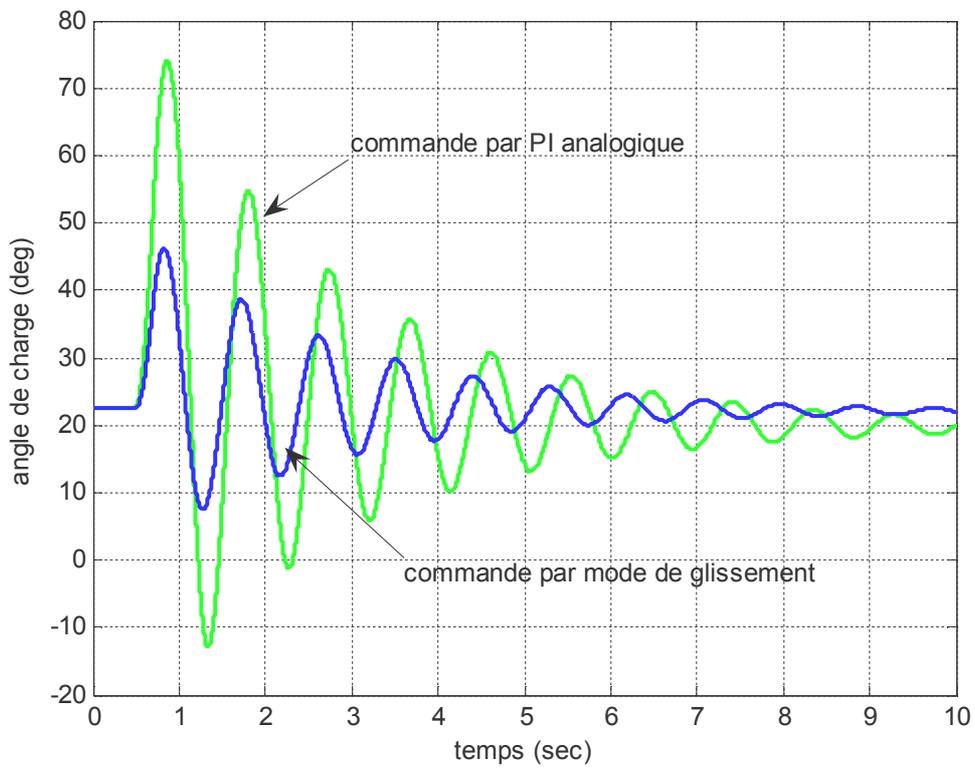


Figure 5.18 – Variation de l'angle de charge en [deg]

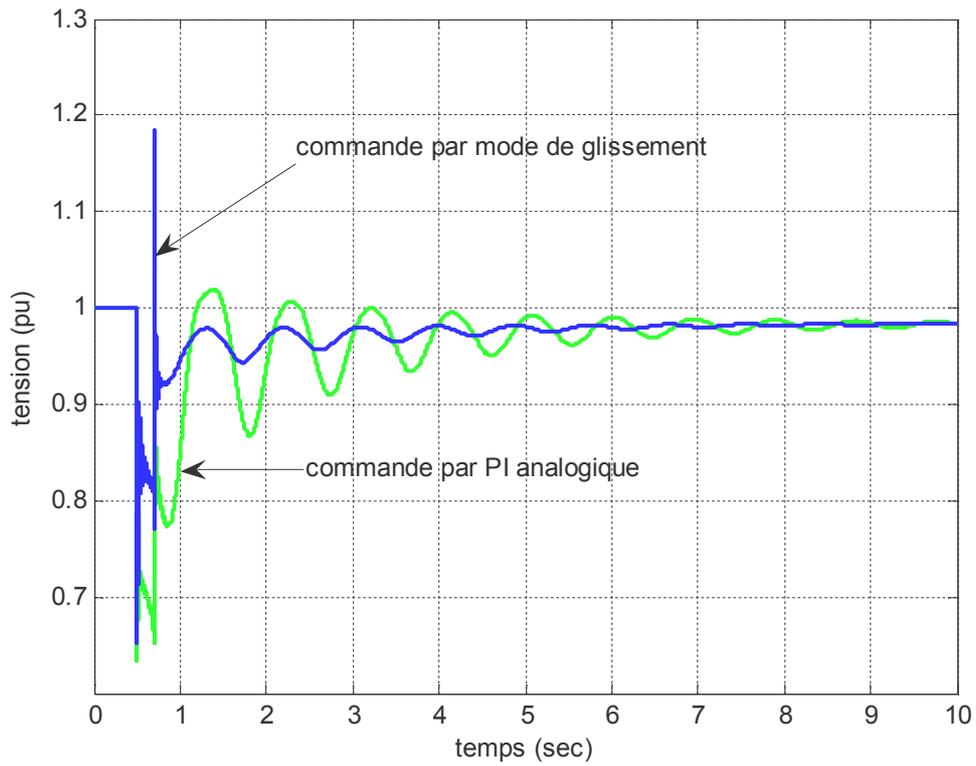


Figure 5.19 – Variation de la tension de sortie en [pu]

5.4 Conclusion

Ce chapitre a été réservé à la simulation et l'analyse du fonctionnement du système VSC – HVDC dans un réseau électrique pour les deux modes de fonctionnement, normal et perturbé. On peut conclure la convergence de toutes les grandeurs de réseau électrique telles que la tension, l'angle de charge et la fréquence, sans et avec de défaut, en présence de VSC-HVDC, ce qui montre, que cette liaison à courant continu à haute tension a un effet bénéfique, non seulement pour le transit des puissances, mais aussi à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce travail nous nous sommes attachés à montrer l'intérêt que peut susciter un système FACTS tel qu'un VSC-HVDC ; et l'impact positif qu'il peut avoir sur le transit de puissance dans un réseau électrique. Le système VSC-HVDC est une nouvelle génération de liaison en courant continu à haute tension, qui s'appuie sur des convertisseurs statiques à source de tension commandés par la technique de la modulation de largeur d'impulsions (MLI). Ces convertisseurs assurent un réglage rapide et indépendant des puissances actives et réactive avec un taux d'harmoniques très faible. Les systèmes VSC-HVDC s'accommodent de liaisons longue distance, tant souterraines que sous-marines.

Afin d'étudier le comportement du système VSC-HVDC. Nous nous sommes intéressés dans ce mémoire à la présentation, la modélisation mathématique, la commande et la mise en œuvre de ce système dans un réseau électrique.

Dans le premier chapitre on a donné des généralités des différents systèmes FACTS existants, série, parallèle et la liaison HVDC. Le système HVDC c'est le FACTS le plus utilisé il dans la mesure où il permet d'assurer la liaison asynchrone entre les réseaux électriques, d'améliorer le transit des puissances active et réactive et est un moyen très puissant à l'amélioration de la stabilité des réseaux électrique.

Le second chapitre est considéré comme une vue d'ensemble des systèmes de transmission VSC-HVDC, dans la première partie de ce chapitre plusieurs avantages de transport en HVDC comparé à celui en HVAC sont présentés, montrant les systèmes de transmission HVDC plus adéquats pour des applications spécifiques, comme par exemple : le transport d'énergie électrique pour les longues distances, la liaison asynchrone entre deux réseaux électrique. La seconde partie du même chapitre a traité la présentation du système et les quatre configurations VSC-HVDC de base : monopolaire, bipolaire, dos-à-dos et multi-terminal. En outre, les avantages de la topologie étudiée (VSC-HVDC) sur celle du HVDC classique ont été présentés et leurs secteurs d'application ont été aussi énumérés (par exemple l'alimentation électrique aux charges insulaires (bornées), des applications offshore (en mer),... ect.

Dans le troisième chapitre on a été présenté la modélisation des systèmes de transport VSC-HVDC. Ici, les modèles mathématiques des composants principaux (VSC, le filtre et le réseau) ont été présentés dans les deux repères ABC et d-q. On a arrivé d'établir le modèle d'une source de puissance par deux représentations, une idéale et l'autre par le modèle complet

Conclusion générale

de la machine synchrone. Le premier modèle élémentaire est très utilisé dans la littérature du fait de sa simplicité. De plus, il permet d'établir des premiers résultats lorsque l'on veut élaborer des lois de commande, et c'est aussi la raison pour laquelle on a l'utilisé.

Les génératrices synchrones constituent la principale source d'énergie électrique dans les systèmes de puissance et le problème majeur, dans l'étude de la stabilité de ces systèmes, est de conserver leurs synchronismes. Ainsi, une compréhension de leurs caractéristiques mais aussi le choix d'un modèle suffisamment "fin" sont d'une importance cruciale dans l'étude de la stabilité des systèmes de puissance.

Le quatrième chapitre a été consacré à la conception du système de commande (système de transmission VSC –HVDC. Au début une vue d'ensemble des boucles de contrôle appropriés a été réalisés. Comme on l'a montré, toutes les stratégies de contrôle ont à leur fond niveau une boucle de contrôle actuelle intérieure rapide. Les boucles de contrôle extérieures plus lentes peuvent régler des paramètres divers, comme par exemple : la tension DC, tension AC, puissance active, puissance réactive et/ou la fréquence. Selon l'application et sur les conditions imposées, une ou plus de ces boucles de contrôle peut être utilisée pour contrôler les convertisseurs VSC et par conséquent le système VSC-HVDC.

Nous avons montré aussi dans ce chapitre, les performances élevées que peut avoir le VSC-HVDC quand il est associé au réglage par la théorie de commande par mode de glissement comparativement à celles obtenues par le régulateur PI. Compte tenu de l'immense champ d'applications utilisant cette méthode, nous avons restreint notre étude à la régulation au sein d'une commande avancée de VSC-HVDC et nous nous sommes intéressés aux régulateurs des courants et de la tension continue et à leur remplacement par le régulateur de type avancé. Cette nouvelle technique (commande par mode de glissement) s'avère très puissante dans la stabilisation du système et présente une robustesse assez élevée.

Le cinquième chapitre a été réservé à la simulation et l'analyse du fonctionnement du système VSC –HVDC dans un réseau électrique pour les deux modes de fonctionnement, normal et perturbé. On peut conclure la convergence de toutes les grandeurs de réseau électrique telles que la tension, l'angle de charge et la fréquence, sans et avec de défaut, en présence de VSC-HVDC, ce qui nous permet de dire, que cette liaison à courant continu à haute tension a un effet bénéfique, non seulement pour le transit des puissances, mais aussi à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Cette étude a été faite non pas pour confirmer ce qui a été fait par les chercheurs dans le passé ou le présent, dans le domaine du contrôle de transit de puissance d'un réseau électrique, en utilisant un VSC-HVDC, mais de montrer que ce dernier est une nécessité actuelle et cruciale

Conclusion générale

pour tout réseau électrique, Les resultats sont obtenus par simulation confirement l'étude théorique qui les a précédé. A cet effet tout ce qui a été fait, que ce soit par modélisation mathématique ou par simulation, ne fait que confirmer, que le moyen le plus adéquat au présent ou au futur, n'est autre que le VSC-HVDC. En exploitation normale, il est d'ores et déjà possible de planifier les écoulements de puissance sur les liaisons HVDC en fonction de critères économiques et de sécurité. Mieux, ces flux peuvent être répartis en temps réel. Ce réglage fin et rapide du transfert d'énergie permet aux exploitants de réseau d'utiliser des sources de production plus économiques et moins polluantes.

Bibliographie

- [01] Cova Bruno «Comparaison des solutions en courant continu enfouies terrestres ou mixtes». Rapport de CESI 2008.
- [02] THEODORE WILDI, «Electrotechnique 3^e édition ». Edition de boeck université – Bruxelles 2000.
- [03] Vijay K. Sood, «HVDC and FACTS Controllers, Applications of Static Converters in Power Systems ». power electronics and power systems, Series Editor: ISBN:1-4020-7891-9
- [04] N.Boudjerda « Etude et analyse des techniques MLI dérivées de la trianguler sinusoïdale: Etude de leur effets sur le comportement du moteur asynchrone alimenté par onduleur de tension ». Thèse de magister ENP Alger 1993.
- [05] H.DENOUN, « Contribution à l'étude des redresseurs à MLI à facteur de puissance unitaire ». Thèse magistère, ENP, ALGER, 2001.
- [06] M. Sultan, J. Reeve and R. Adapa, "Combined Transient and Dynamic Analysis of HVDC and FACTS Systems", IEEE Trans. On Power Delivery, vol. 13, No. 4, pp. 1271-1277, October1998.
- [07] Guosheng Tang, « damping sub synchronous resonance oscillations using a VSC-HVDC back-to-back system ». Thèse de Master: Université de Saskatchewan, 2006.
- [08] Rachid Azaizia, «étude et commande d'un machine asynchrone à double alimentation alimentée par un convertisseur multi niveaux». Thèse de magistère Université M'HAMED BOUGARA, ALGER, 2008.
- [09] Bernard MULTON, «Stockage de l'énergie électrique pour la production décentralisée d'électricité ». Thèse de Master, ENS Cachan 2008.
- [10] Sylvain GIRINON, «Étude de la Stabilité et de la Qualité des Réseaux Distribués de Puissance ». Thèse doctorat: Université de Toulouse, 2010.
- [11] GHOLIPOUR SHAHRAKI, «Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ». Thèse doctorat: Université Henri Poincaré, Nancy, 2003.
- [12] Asif HAMMOUD, «Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination des réseaux de distribution». Thèse doctorat: Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, 2010.

- [13] Laurent TEPOZ, « Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC. Stabilité - Contrôle des perturbations ». Thèse doctorat: Institut National Polytechnique de Grenoble, 2005.
- [14] Christophe GOMBERT, «Simulation temps réel des dispositifs d'Electronique de Puissance dédiés aux Réseaux d'Énergie Electrique ». Thèse doctorat: Institut National Polytechnique de Grenoble, 2005.
- [15] Irina Stan, «Control of VSC-based HVDC transmission system for offshore wind power plants». Thèse master: Université, denmark, 2010.
- [16] Faucher, J, Etude de la qualité d'un réseau mixte AC-HVDC». Airbus France & Institut National Polytechnique de Toulouse, 2008
- [17] PASCAL RIOUAL « Modélisation et commande d'un redresseur à MLI alimenté par un réseau déséquilibré ». Thèse doctorat: Ecole Supérieure Normale de CACHAN, 1993.
- [18] X.GUILLAUD « La modélisation et la commande des redresseurs de courant à interrupteurs bi-commandables ». Thèse doctorat: Université des sciences et technologie de LILLE, 1992.
- [19] P.NONNON « Contribution à l'étude d'un redresseur à MLI à perturbation minimale du réseau ». Thèse de doctorat de l'INPL-ENSEM-NANCY 1991.
- [20] Abdelmalek BOULAHIA, «Étude des Convertisseurs Statiques destinés à la Qualité de l'Énergie Electrique ». Thèse de magistère Université de Constantine, ALGER, 2009.
- [21] BOUFASSA Rabah, MEKARNIA Omar «modélisation et commande d'un UPFC utilise en filtrage des courants harmoniques d'un réseau électrique ». Thèse d'ingénieur, ENP, ALGER, 2007.
- [22] Hamza ALLOUI, Salim BOUALLAYA, « étude et réalisation d'un convertisseur AC/DC à MLI vectorielle commande par DSP ». Thèse d'ingénieur, ENP, ALGER, 2004.
- [23] DJEBBAR Mohamed SALAH, « étude comparative des redresseurs cascades et multiniveaux a commande MLI ». Thèse de magistère, Université mentouri- Constantine, ALGER, 2005.
- [24] Pr. Jean-Luc THOMAS, «Les systèmes flexibles de transport et de distribution électrique (FACTS) ». 10ème Entretiens Physique – Industrie PARIS, 2006.
- [25] Rosendo PEÑA EGUILUZ, «Commande algorithmique d'un système mono-onduleur bi machine asynchrone destiné à la traction ferroviaire». Thèse de doctorat de l'INP-Toulouse, 2002.

- [26] P. Kundur. **Power System Stability and Control**». McGraw - Hill, Inc, 1994.
- [27] R.H. Park. « **Two Reaction Theory of Synchronous Machines** ». **Generalized Method of Analysis - Part I. AIEE Trans.**, 48:716 – 727, 1929.
- [28] D.C. Macdonald, A.B.J. Reece, and P.J. Turner. «**Turbine - Generator Steady – State Reactances**». **Proc IEE**, 132(3) :101 – 108, 1985.
- [29] C. Concordia. «**Synchronous Machines**». John Wiley & Sons, 1951.
- [30] H. Cherouat, H. Sigerdidjane, J.L. Thomas, and S. Poullain. «**Sliding Modes Control of VSC-HVDC Transmission Systems**». In **EPE**, Toulouse, 2003.
- [31] C. Du, «**The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power systems. PhD thesis, Departament of Electric Power Engineering**». Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2003.
- [32] A. Timbus, «**Grid Monitoring and Andvanced Control of Distributed Power Generation Systems** ». PhD thesis, Aalborg University, Institute of Energy Technology, Denmark, May 2007.
- [33] C. Du, A. Sanino, and M. Bollen, «**Analysis of the control algorithms of voltage source converter hvdc** ». **Power Tech, IEEE Rusia**, pp. 1{7, 2005.
- [34] Abderrahmane KECHICH 1, et Benyounes MAZARI, «**La commande par mode glissant Application à la machine synchrone à aimants permanents (approche linéaire)** ». **Afrique SCIENCE 04(1) (2008) 21 – 37**
- [35] H. Bühler, «**Réglage par mode de glissement**». Première édition ISBN2-88074-108-4, presse polytechniques romandes. Lausanne, (1996) CH-1015.
- [36] Sidhartha Panda, N. P. Padhy, R.N.Patel, **Application of Genetic Algorithm for FACTS based Controller Design International Journal Of Computer, Information, And Systems Science, And Engineering Volume 1 Number 1 2007 Issn 1307-2331**
- [37] Eskandar Gholipour Shahraki, **Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques, Thèse de Doctorat à l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, Soutenue publiquement le 13 Octobre 2003.**

Annexe

TRANSFORMATION DE PARK

1 Transformation de CONCORDIA

Cette transformation permet le passage d'un système triphasé équilibré à un système biphasé selon la figure suivante:

Soit les trois grandeurs d'un réseau électrique (tension par exemple V_s) équilibrées:

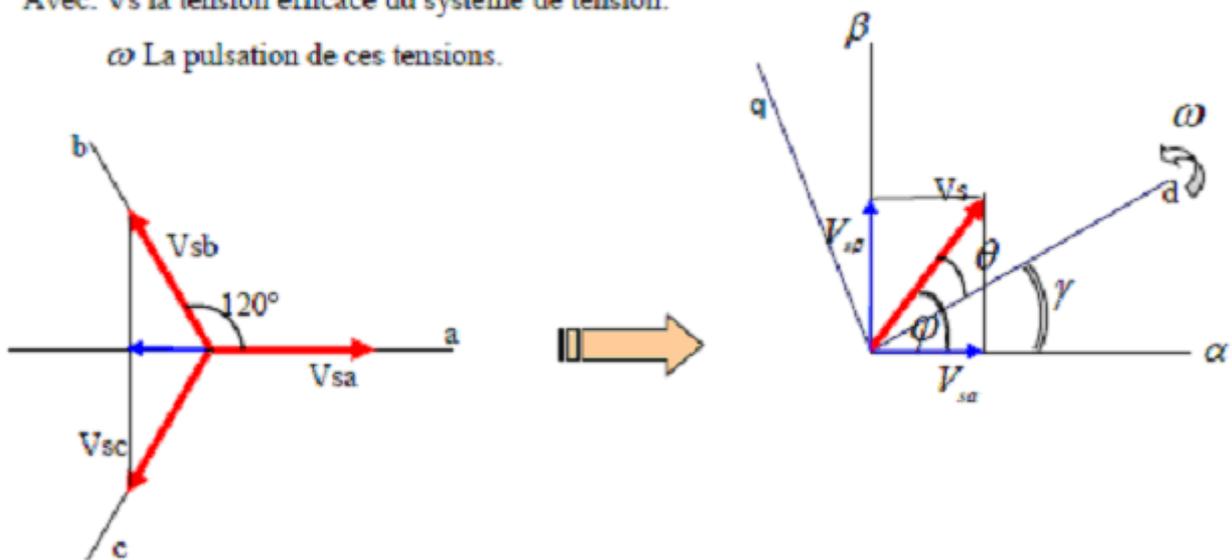
$$V_a = V_s \cdot \sin(\omega t)$$

$$V_b = V_s \cdot \sin(\omega t + 2\pi/3)$$

$$V_c = V_s \cdot \sin(\omega t + 4\pi/3)$$

Avec: V_s la tension efficace du système de tension.

ω La pulsation de ces tensions.



$$\begin{cases} V_{\alpha} = K \cdot (1 \cdot V_a - \frac{1}{2} \cdot V_b - \frac{1}{2} \cdot V_c) \\ V_{\beta} = K \cdot (0 \cdot V_a + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_b - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_c) \end{cases} \Rightarrow \begin{bmatrix} V_{\alpha} \\ V_{\beta} \end{bmatrix} = 2/3 \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Avec le coefficient de normalisation de Concordia $K=2/3$

2 passage du repère fixe (α, β) au repère synchrone (d-q)

Le vecteur V_s dans le repère (α, β) s'écrit: $V_s^{\alpha,\beta} = V_s \cdot e^{j\theta}$

Ce même vecteur s'écrit encore dans le repère (d-q) $V_s^{d,q} = V_s \cdot e^{j\theta}$

Le rapport de ces deux tensions est $\frac{V_s^{d,q}}{V_s^{\alpha,\beta}} = e^{-j\gamma}$ avec $\gamma = \frac{d\theta}{dt}$

D'où $V_s^{d,q} = V_s^{\alpha,\beta} \cdot e^{-j\gamma}$

$$\begin{cases} V_{sd} = \cos(\gamma) \cdot V_{s\alpha} + \sin(\gamma) \cdot V_{s\beta} \\ V_{sq} = -\sin(\gamma) \cdot V_{s\alpha} + \cos(\gamma) \cdot V_{s\beta} \end{cases} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \sin(\gamma) \\ -\sin(\gamma) & \cos(\gamma) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{s\alpha} \\ V_{s\beta} \end{bmatrix}$$

Le passage direct du triphasé au repère synchrone d-q se fait par le produit des deux matrices précédentes qui donne la matrice de Park généralisée suivante:

$$\begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin(\gamma) & -\sin(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\gamma) & \cos(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix}$$