REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : automatique
Spécialité : Automatique et systèmes

Modélisation et Commande d'une station de liaisons HVDC

Présenté par :

Mr. SAIDATMANI Saber

Mr. BENAHMEDI Fouad

Proposé et Dirigé par :

Dr. HENINI Noureddine

Promotion 2021

REMERCIEMENTS

Nous tenons tout d'abord à remercier dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modest travaille

En second lieu, nous tenons a remercier notre encadreur Dr. HENINI pour leurs précieux conseils

Et leurs aides durant toute la période du travail.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail

Dédicace

Je dédie ce Modest travail

A mes chers parents pour leur soutien, leur patience, leur encouragement durant mon parcours scolaire

A mes sœurs et mes frère, source de joie et de bonheur

A toute ma famille, source d'espoir et de motivation

A mes enseignant et professeur sur tout Dr henini nourddine

A tous mes amis, et a l'ensemble meilleurs des étudiants de la promotion master automatique et system de l'année 2020-2021.

Résume

Les systèmes de convertisseurs haute tension à courant continu (VSC-HVDC) ont la capacité de contrôler rapidement la puissance active transmise et d'échanger indépendamment la puissance réactive avec les systèmes de transmission. Le présent travail étudie la modélisation et la conception de la commande d'un système de transmission à courant continu haute tension (HVDC) basé sur des convertisseurs multiniveaux NPC à trois niveaux et un convertisseur modulaire multiniveau (MMC) avec la technique de modulation de largeur d'impulsion MLI, et un système de courant découplé à action directe. Stratégie de commande de courant découplée à action directe. En utilisant cette stratégie de contrôle, non seulement la puissance active et réactive de la HVDC peuvent être contrôlées indépendamment, mais aussi le temps de réponse dynamique peut être raccourci. Temps de réponse dynamique peut être raccourci.

Mots clé :

HVDC, VSC, MMC, NPC

Abstract

Voltage Source Converter High Voltage Direct Current (VSC-HVDC) systems have the ability to rapidly control the transmitted active power and independently exchange reactive power with transmissions systems. The present work investigates the modeling and control design of a high-voltage direct current (HVDC) transmission system based on three-level NPC multilevel converters and Modular Multilevel Converter (MMC) with technique Modulation de larger impulsion MLI, and a feed-forward decoupled current control strategy. By using this control strategy, not only the active and reactive power of HVDC can be controlled independently but also the dynamic responded time can be shortened.

Keywords

HVDC, VSC, MMC, NPC

الملخص:

محول مصدر الجهد لأنظمة التيار المباشر عالي الجهد (VSC-HVDC) لديها القدرة على التحكم بسرعة في الطاقة النشطة المرسلة وتبادل الطاقة التفاعلية مع أنظمة الإرسال بشكل مستقل. يبحث العمل الحالي في تصميم النمذجة والتحكم في نظام نقل التيار المباشر عالي الجهد (HVDC) استنادًا إلى المحولات متعددة المستويات NPC ذات المستويات الثلاثة ومحولات متعددة المستويات (MMC) مع تقنية التعديل الكبير للاندفاع MLI، وفصل التغذية إلى الأمام استراتيجية التحكم الحالية. باستخدام إستراتيجية التحكم هذه، لا يمكن التحكم فقط في القوة النشطة والمتفاعلة لـ HVDC بشكل مستقل ولكن أيضًا يمكن تقصير وقت الاستجابة الديناميكي.

الكلمات المفتاحية:

HVDC, VSC, MMC, NPC

Table des matières

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS I

LISTE DES FIGURES IV

INTRODUCTION GENERALE 1

CHAPITRE I GENERALITE SUR HVDC

I.1Bref historique sur HVDC : 3

I.2- Pourquoi la haute tension Courant continu ? (Comparaison) 6

I.2.1- Intérêts par rapport à une transmission AC : 7

I.2.2 Problèmes d'interconnexion en courant alternatif 8

I.3 Évaluation des considérations techniques : 8

I.3.1 Limites de stabilité 8

I.3.2 Contrôle de la tension 9

I.3.3 Compensation de ligne 9

I.4. Problèmes de la transmission en courant continu 9

I.4.1 Applications de la transmission à courant continu 10

I.4.1.1 Câbles souterrains ou sous-marins 10

I.4.1.2 Transport d'énergie en vrac sur de longues distances 11

I.4.1.3 Interconnexion asynchrone de systèmes AC 11

I.4.1.4 Stabilisation des flux de puissance dans un système électrique intégré 12

I.5 Avantages des systèmes HVDC 12

I.5.1 Technologies des convertisseurs HVDC 14

I.5.1.1Convertisseur à source de courant commuté en ligne 14

I.5.1.2 Convertisseur auto-commuté à source de tension 15

I.5.2 Contrôle et principes d'exploitation HVDC 16

I.5.2.1Arrangement de principe d'un projet de transmission HVDC 16

I.5.2 .2 HVDC conventionnel 17

I.5.3 HVDC à base de VSC 18

I.5.4 Configurations HVDC 18

I.5.4.1 Systems DC "back-to-back" 19

I.5.4.2 Transmission DC entre deux terminaux..... 19

I.5.4.3 Transmission multi terminale 21

I.5.5 Composant d'un système de transmission HVDC 22

I.5.5.1 Station de conversion..... 23

I.5.5.2 Unité de conversion..... 24

I.5.5.3 Vannes de conversion..... 24

I.5.5.4 Convertisseur Transformateur 25

I.5.5.5 Les filtres..... 26

I.5.5.6 Source d'énergie réactive 27

I.5.5.7 Réacteur de lissage..... 27

I.5.5.8 Pôle Système HVDC..... 27

I.6 CONCLUSION.....28

CHAPITRE II Convertisseur VSC a topologie MMC

II.1 Liaison HVDC.....29

II.2 Liaison HVDC-VSC.....30

II.2.1 Les liaisons avec convertisseurs LCC et VSC.....31

II.2.2 Avec des convertisseurs VSC à 2 ou 3 niveaux.....32

II.2.3 Avec des convertisseurs VSC de type MMC.....33

II.3 Description de la topologie MMC 34

II.3.1 Les modèles EMT de convertisseurs MMC **36**

II.3.1.1 Modèle 1 36

II.3.1.2 Modèle #2 – Modèle détaillé équivalent 37

II.3.1.3 Modèle #3 – Fonction de commutation d'un demi-bras 41

II.3.1.4 Modèle #4 – Modèle en valeur moyenne (AVM) 45

II.3.1.4.1 Étape #1 45

II.3.1.4.2 Étape #2 49

II.3.1.4.3 Étape #3 50

II.4 Configuration typique d'une station MMC 52

II.4.1 Etude de la structure de base de la MMC **52**

II.4.3 Avantages **56**

II.4.4 Inconvénients **56**

II.5 Conclusion 57

CHAPITRE III Fonctionnement et modélisation des systèmes VSC-HVDC

III.1 Principe de fonctionnement et configuration d'un système VSC-HVDC 58

III.1.1 Fonctionnement de base d'un VSC **59**

III.1.2 Fonctionnement en quatre quadrants **60**

III.1.3 Technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) **62**

III.2 Modélisation d'un système VSC-HVDC 64

III.2.1 Modélisation d'un système VSC-HVDC à trois niveaux **64**

III.2.2 La topologie et principe de fonctionnement du convertisseur **66**

III.2.3 Séquences de fonctionnement du convertisseur **67**

III.2.4 Modélisation du redresseur **68**

III.2.5 Modélisation du circuit DC **71**

III.2.6 Modélisation du filtre **71**

III.3 Contrôle d'un système VSC-HVDC 74

III.3.1 Conception du régulateur de courant **75**

III.3.2 Contrôle de la tension DC : **78**

III.3.3 Contrôle de la puissance active et réactive **80**

III.3.4 La commande PLL (Phase Locked Loop) **81**

III.3.5 Commande par MLI du convertisseur à trois niveaux **81**

III.3.6 Structure de commande du convertisseur (redresseur) **82**

III.3.7 Structure de commande du convertisseur (onduleur) **83**

III.4 Simulation 84

Conclusion 88

Conclusion générale 90

BIBLIOGRAPHIE **91**

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

HVDC : High Voltage Direct Current

DC : Courant Direct

AC : Courant Alternative

VSC : Voltage Source Converter

CSC : Convertisseur de source de courant

IGBT : Transistor bipolaire à porte isolée

LCC : Line-Commutated Converter

MLI : Modulation de la largeur d'impulsion

MMC : Moduler Multilevel Converter

EMT : ElectroMagnetic Transient

SM : Sous-Module

R_{ON} ; Résistance de fermeture d'un IGBT/diode

R_{OFF} : Résistance d'ouverture d'un IGBT/diode

R_{1_i} : Résistance variable (R_{ON} ou R_{OFF}) représentant l'IGBT supérieur du $i^{ième}$ sous-module

R_{2_i} : Résistance variable (R_{ON} ou R_{OFF}) représentant l'IGBT inférieur du $i^{ième}$ sous-module

v_{Ci} : Tension du condensateur du $i^{ième}$ sous-module

i_{Ci} : Courant du condensateur du $i^{ième}$ sous-module

C Capacité d'un sous-module

i_{arm} Courant d'un demi-bras

v_{arm} Tension d'un demi-bras

Y_{arm} Admittance d'un demi-bras

i_{arm}^{h} Courant historique d'un demi-bras

v_{SMi} Tension du i^{ième} sous-module

v_{Ci} Tension du condensateur du i^{ième} sous-module

v_{R1i} Tension de la résistance représentant l'IGBT/diode supérieur du i^{ième} sous-module

v_{R2i} Tension de la résistance représentant l'IGBT/diode inférieur du i^{ième} sous-module

i_{Ci}^{h} Courant historique du condensateur du i^{ième} sous-module

R_C Résistance de l'équivalent de Norton du condensateur discrétisé

R_{SMi} Résistance de l'équivalent de Norton du i^{ième} sous-module

v_{SMi}^{h} Tension historique du i^{ième} sous-module

v_{arm}^{h} Tension historique d'un demi-bras

$g1_i$ Commandes de la gâchette de l'IGBT supérieur du i^{ième} sous-module

$g2_i$ Commandes de la gâchette de l'IGBT inferieur du i^{ième} sous-module

S_i Fonction de commutation du i^{ième} sous-module (0 ou 1)

C_{arm} Capacité équivalente d'un demi-bras

N Nombre de sous-module par demi-bras

$v_{\ell j}$ Tension d'un demi-bras inférieur de la j^{ième} phase

v_{uj} Tension d'un demi-bras supérieur de la j^{ième} phase

i_{uj} Courant du demi-bras supérieur de la j^{ième} phase

L_{arm} Inductance d'un demi-bras

$i_{\ell j}$ Courant du demi-bras inférieur de la j^{ième} phase

$v_{conv_{dc\,j}}$ Tension continue de la j^{ième} phase du convertisseur

$v_{conv_{ac\,j}}$ Tension alternative de la j^{ième} phase du convertisseur

i_{diff_j} Courant différentiel de la j^{ième} phase

$\overline{v}_{Ctot\,j}$ Tension moyenne de la somme des condensateurs du demi-bras de la j^{ième} phase

$v_{Ctot_{\ell\,j}}$ Tension de la somme des condensateurs du demi-bras inférieur de la j^{ième} phase

$v_{Ctot_{u\,j}}$ Tension de la somme des condensateurs du demi-bras supérieur de la j^{ième} phase

$\alpha_{dc\,j}$ Composante continue du rapport cyclique de la j^{ième} phase

$\alpha_{ac\,j}$ Composante alternative du rapport cyclique de la j^{ième} phase

$\alpha_{u\,j}$ Rapport cyclique du demi-bras supérieur de la j^{ième} phase

$\alpha_{\ell\,j}$ Rapport cyclique du demi-bras inferieur de la j^{ième} phase

a_{dc_3} Composante continue du rapport cyclique des trois phases

$\overline{v}_{conv_{dc3}}$ Tension continue des trois phases du convertisseur

I_{dc} Courant continu

$^{v}Ctot3$ Tension moyenne de la somme des condensateurs d'un demi-bras des trois phases

LISTE DES FIGURES

CHAPITER I

Figure I-1 : Analyse des coûts de la transmission en courant continu à haute tension (HVDC)

Figure I-2 : Les interconnexions HVDC dans le monde

Figure I-3 : Comparaison du ROW pour les systèmes de transmission AC-DC.

Figure I-4 : Disposition de la valve à thyristor HVDC.

Figure I-5 : Agencement d'une vanne IGBT HVDC

Figure I-6 : Contrôle de la transmission HVDC conventionnelle

Figure I-7: System DC "back-to back"

Figure I-8 : Configuration mono polaire CSC ou VSC suivant la présence d'inductances ou de condensateurs

Figure I-9 : Configuration bipolaire

Figure I-10 : Exemples de liaisons MTDC - VSC - Configuration parallèle

Figure. I-11 : Schéma de principe d'une liaison MTDC - CSC en configuration série (induc-tances omises)

Figure I-12 : Station de conversion HVDC

Figure I-13 : Unité de conversion (circuit de Graetz)

Figure I-14 : Unité de conversion & Vannes de conversion

CHAPITER II

Figure II -1 : Installation type d'une liaison HVDC-LCC, Projet IFA200

Figure II-2 : Installation type d'une liaison HVDC-VSC, Projet INELFE

Figure II-3 : VSC 2 niveaux

Figure II-4 : VSC 3 niveaux

Figure II-5 : a) Topologie du MMC ; b) convertisseur en demi-pont du $i^{ème}$ SM

Figure II-6 : MMC-9 niveaux - Forme d'onde de la tension

Figure II-7 : Modèle #1

Figure II-8 : Discrétisation d'un SM avec les modèles d'IGBT/Diode simplifiés

Figure II-9 : Modèle#2 - schéma du circuit principal

Figure II-10 : Modèle#2 - diagramme bloque d'un demi-bras

Figure II-11 : Modèle d'une fonction de commutation d'un convertisseur à demi-pont

Figure II-12 : Modèle#3

Figure II-13 : Modèle#3 : diagramme bloque d'un demi-bras

Figure II-14 : Circuit équivalent du MMC - Étape #1

Figure II-15 : Circuit équivalent du MMC - Étape #2

Figure II-16 : Circuit équivalent du MMC - Étape #3

Figure II-17 : Modèle#4 incluant le système de blocage des SMs

Figure II-18 : Configuration d'une station MMC typique

Figure II-19 : Cellule simple adoptée pour la structure MMC

Figure II-20 : circulation du courant dans la structure MMC

Figure II-21 : Circuit élémentaire de la MMC

Figure II-22 : MMC élémentaire en imposant chaque courant de branche

CHAPITER III :

Figure III-1 : Schéma d'un système VSC-HVDC.

Figure III-2 : Schéma de principe d'un VSC.

Figure III-3 : Mode de fonctionnement en 4 quadrants d'un VSC

Figure III-4 : Exemple technique de la Modulation de Largeur d'impulsion (MLI)

Figure III-5 : Système VSC-HVDC à trois niveaux.

Figure III-6 : Redresseur triphasé trois niveaux à point neutre calé des diodes.

Figure III-7 Schéma équivalent simplifié du redresseur triphasé trois niveaux.

Figure III-8 : Schéma modèle de circuit DC du VSC-HVDC.

Figure III-9 : Schéma diagramme de filtre.

Figure III-10 : Structure de control d'un système VSC-HVDC.

Figure III-11 : Bloc diagramme du convertisseur.

Figure III-12 : Structure de Contrôle interne d'une station VSC (Régulateur de courant suivant le plan dq0)

FigureIII-13 : Schéma bloc de régulateur de la tension DC

Figure III-14 : Signal de MLI à trois niveaux pour le contrôle d'un convertisseur 3-niveaux.

Figure III-15 : Schéma bloc de commande du redresseur.

Figure III-16 : Schéma bloc de commande de l'onduleur.

Figure III-17: I_abc

Figure III-18: V_abc

Figure III-19 : V_dc & V_dcref

Figure III-20 : Puissance active pref

Figure III-21 : Puissance réactive Qref

INTRODUCTION GENERALE

En raison du développement rapide dans la technologie de l'électronique de puissance au cours des dernières décennies, l'utilisation de la transmission en courant continu à haute tension (HVDC) devient de plus en plus attractive. La transmission HVDC offre des avantages significatifs pour le transfert de la grande puissance sur une longue distance, pour le transfert de puissance en souterrain et sous-marin, la transmission d'énergie entre des réseaux AC avec des fréquences différentes, ou des systèmes qui ne peuvent pas être synchronisés.

Avec l'augmentation rapide des installations des liaisons de transmission d'énergie HVDC, les comportements des systèmes HVDC jouent des rôles de plus en plus importants dans la performance de l'ensemble des systèmes d'alimentation AC/DC.

La liaison VSC-HVDC est une nouvelle technologie de transport d'énergie en courant continu qui abaisse la gamme économique des transports HVDC a forte puissance. L'utilisation de technologie de VSC avec la modulation de largeur d'impulsion MLI va représenter un nombre d'avantages par rapport au système classique, ces avantages sont :

- l'Independence de contrôle de la puissance active et réactive.
- le risque de faute de commutation est réduit.
- la rapidité de réponse au MLI qui a une fréquence de commutation élevé.
- l'influence sur l'environnement est minimale.

Le système VSC-HVDC n'est pas complètement parfait et il possède quelque inconvénient comme les pertes qui sont un peu élevée et aussi le cout élevé en comparant avec un système HVDC classique donc comment réussir une interconnexion avec un minimum de pertes et une bonne contrôlabilité.

Il existe différentes topologies de VSC (Voltage Source Converter), comme les convertisseurs deux niveaux, les convertisseurs multi-niveaux avec des diodes et les convertisseurs multi- niveaux avec des condensateurs flottants . Toutefois, en raison de la complexité des commandes et des limites pratiques, les installations de système HVDC-VSC ont été traditionnellement limitées à des convertisseurs deux niveaux et trois niveaux. Récemment, lamise au point de la technologie

modulaire appelée MMC (Modular Multilevel Converter) est une solution prometteuse pour les futurs réseaux haute tension à courant continu (HVDC).

Par ailleurs, la mise au point de la technologie modulaire multiniveaux (MMC) dans le contexte HVDC a constitué une rupture technologique importante et a permis d'orir plus de degrés de liberté aux systèmes de contrôle commande dans le but d'assurer les performances désirées.

Dans ce contexte, le transport de l'énergie électrique à travers des réseaux à courant continu HVDC à base de VSC ou MMC nécessite l'implémentation de lois de commande spéciques et assez avancées, permettant de contrôler les eux de puissance et de régler le niveau de tension pour assurer un bon transit de l'énergie pendant un fonctionnement normal et perturbé. C'est dans ce cadre que s'insèrent les travaux de cette thèse qui porte sur la modélisation et la synthèse de lois de commande avancée pour les systèmes de transport à courant continu à base des technologies VSC et MMC.

L'objectif de ce travail est d'étudier, de modéliser et de simuler des liaisons HVDC de type source de tension (VSC-HVDC). Ce travail peut être divisé en trois grandes parties.

Le premier chapitre consiste en une étude générale de la technologie HVDC avec un état de l'art sur quelque HVDC les plus connue dans le monde.

La seconde partie, on présente un aperçu des grandes technologies de liaisons HVDC et plus particulièrement des technologies de liaisons VSC utilisées pour des applications de transport d'électricité. Avec Les différents types de modèles MMC ont été présentés. Une classification des modèles de type EMT nécessaires au cours d'un projet HVDC VSC a également été proposée

La troisième partie, nous allons nous intéresser à la modélisation des systèmes de transmission VSC-HVDC. Nous expliquerons leur principe de fonctionnement. La modélisation, l'analyse mathématique et le contrôle du comportement dynamique du système sont bien détaillées.

CHAPITRE I

Généralité sur HVDC

Ce chapitre présente les systèmes HVDC en soulignant le rôle clé qu'ils jouent dans le domaine du transport de l'énergie électrique. Après une description chronologique de la pénétration du système HVDC dans le scénario du réseau de transport de transmission, les structures les plus utilisées sont décrites ainsi que leurs avantages et inconvénients. Sont décrits. Ensuite, les principes de contrôle et de fonctionnement du système HVDC sont présentés.

I.1Bref historique sur HVDC

La technologie HVDC est basée sur l'électronique de puissance et les équipements de contrôle électronique. Des recherches ont été entreprises dès les années 1930 et 1940, et la première liaison de transmission à usage commercial a été mise en service en 1954. Il s'agissait d'une liaison de transmission sous-marine, alimentant l'île de Gotland, au milieu de la mer Baltique, en énergie provenant du continent suédois. La liaison de transmission de Gotland a été modernisée à plusieurs reprises et est toujours opérationnelle. La liaison est maintenant utilisée à la fois pour le transfert d'énergie de l'île, et de l'île vers le continent lorsqu'il y a un surplus d'énergie produite par les nombreuses unités éoliennes de l'île.

La liaison par câble sous-marin de Gotland a rapidement été suivie par un certain nombre d'autres liaisons de transmission utilisant le HVDC. La première grande liaison de transmission de masse utilisant le HVDC et les lignes aériennes a été la liaison Pacific Inertie, qui alimente la région de Los Angeles en énergie de masse provenant des centrales hydroélectriques du fleuve Columbia, dans le nord-ouest des États-Unis. Il s'agissait d'une liaison de transmission record, couvrant 1 360 km et transmettant 1 440 MW. La liaison Pacific Inertie a été améliorée en plusieurs étapes, et sa capacité actuelle est de 3 100 MW.

La plus longue liaison de transport d'électricité au monde actuellement en service est la liaison aérienne Inga-Kolwezi (anciennement appelée Inga-Shaba) en République démocratique du Congo, qui couvre une distance de 1 700 km.

La liaison de transmission d'Itaipu au Brésil est de loin l'installation HVDC ayant la plus grande capacité. Elle a une puissance nominale totale de 6 300 MW et une tension de ±600 kV DC, un record mondial qui sera bientôt battu. La liaison HVDC d'Itaipu est constituée de deux lignes de transmission HVDC, qui acheminent l'électricité produite à 50 Hz dans la centrale hydroélectrique d'Itaipu, sur le fleuve Parana, vers le réseau 60 Hz de São Paulo, dans le centre industriel du Brésil. La liaison a été mise en service dans la seconde moitié des années 1980.

La liaison de transmission Xiangjiaba-Shanghai en Chine, dont la mise en service est prévue en 2010, battra tous les records en matière de HVDC. Utilisant une tension record de ±800 kV DC, elle s'étend sur 2,071 km de la centrale hydroélectrique de Xiangjiaba, dans le sud-ouest de la Chine, à la mégapole de Shanghai. Sa puissance sera de 6 400 MW, dépassant ainsi la capacité de la liaison de transmission d'Itaipu.

La plus longue liaison de transmission HVDC prévue à ce jour est la liaison Rio Madeira-São Paolo au Brésil, dont l'achèvement est prévu en 2012. La distance couverte sera de plus de 2 500 km, et la tension de fonctionnement de ±600 kV DC.

La consommation mondiale d'énergie devrait augmenter de plus de 54 % tous les dix ans [1]. De plus, la croissance démographique et le développement des "nouvelles économies" nécessitent un partage de l'énergie qui doit rester en phase pour garantir la stabilité de la tension du réseau électrique.

D'autre part, le protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques a défini les moyens et les contraintes de la régulation de la production d'énergie. Les participants à cette réunion ont considéré les sources d'énergie renouvelables comme un bon moyen d'atteindre cet objectif.

Depuis le début du 21e siècle, de nombreux pays ont choisi de déréglementer le secteur de l'électricité. Cela a permis de créer une combinaison plus flexible de sources d'énergie en encourageant des rendements plus élevés, notamment avec l'introduction d'investissements privés sur le marché de l'énergie.

Dans le scénario de croissance de la transmission d'énergie électrique, les systèmes HVDC semblent répondre le mieux aux objectifs fixés. Grâce à leur capacité inhérente de contrôle du flux de puissance et à leur caractéristique asynchrone, les systèmes HVDC associés à des systèmes de transmission AC flexibles (FACTS) se répandent dans le monde entier.

Au cours des 40 dernières années, le système HVDC a joué un rôle clé dans les systèmes de transmission avec une série de considérations économiques et techniques :

- Comme le montre la Figure I-1, par rapport aux systèmes de transmission en courant alternatif, les systèmes de transmission HVDC sont plus pratiques sur une distance qui dépend de la technologie de la ligne (environ 055 km pour une ligne aérienne et 30 km pour des câbles

souterrains ou sous-marins). Bien que les stations de conversion HVDC soient coûteuses, la ligne de transmission nécessite un nombre réduit de conducteurs, ce qui entraîne une réduction d'environ un tiers du coût.

- Les améliorations sans cesse croissantes des dispositifs d'électronique de puissance, plus particulièrement dans le domaine des semi-conducteurs à commande d'extinction, sont au cœur des technologies HVDC [2].

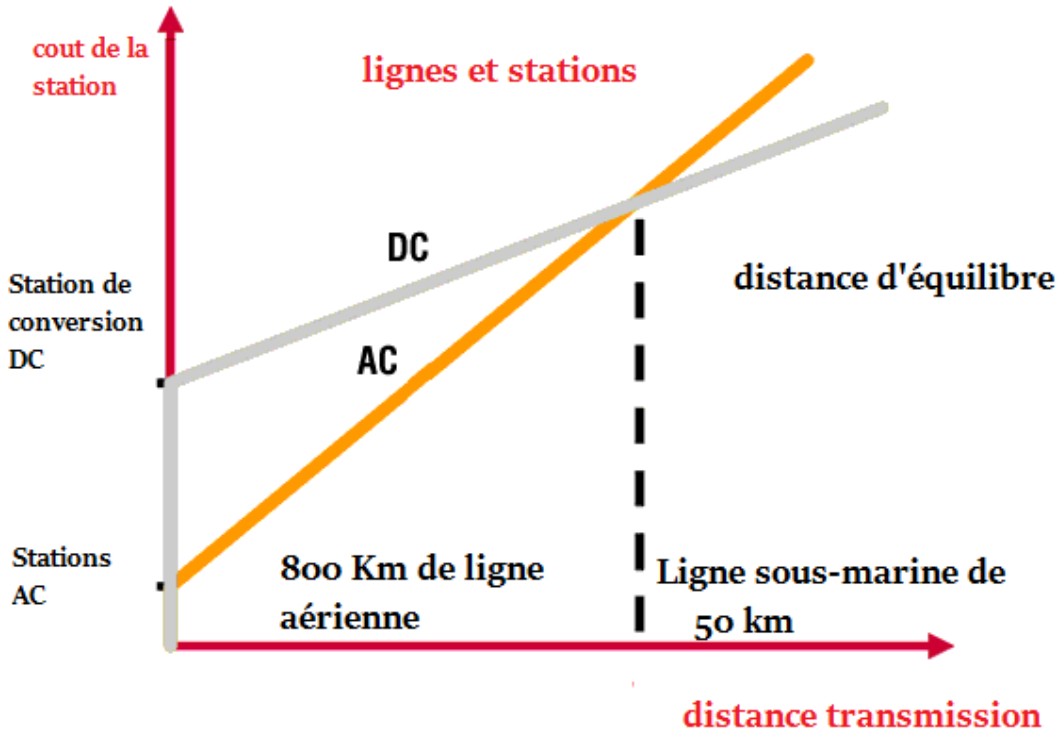


Figure I-1-Analyse des coûts de la transmission en courant continu à haute tension (HVDC)

- Les systèmes HVDC permettent des interconnexions entre divers réseaux qui peuvent être asynchrones ou avoir des fréquences de fonctionnement différentes. Ils facilitent l'intégration de sources renouvelables comme les parcs éoliens ou les centrales photovoltaïques.

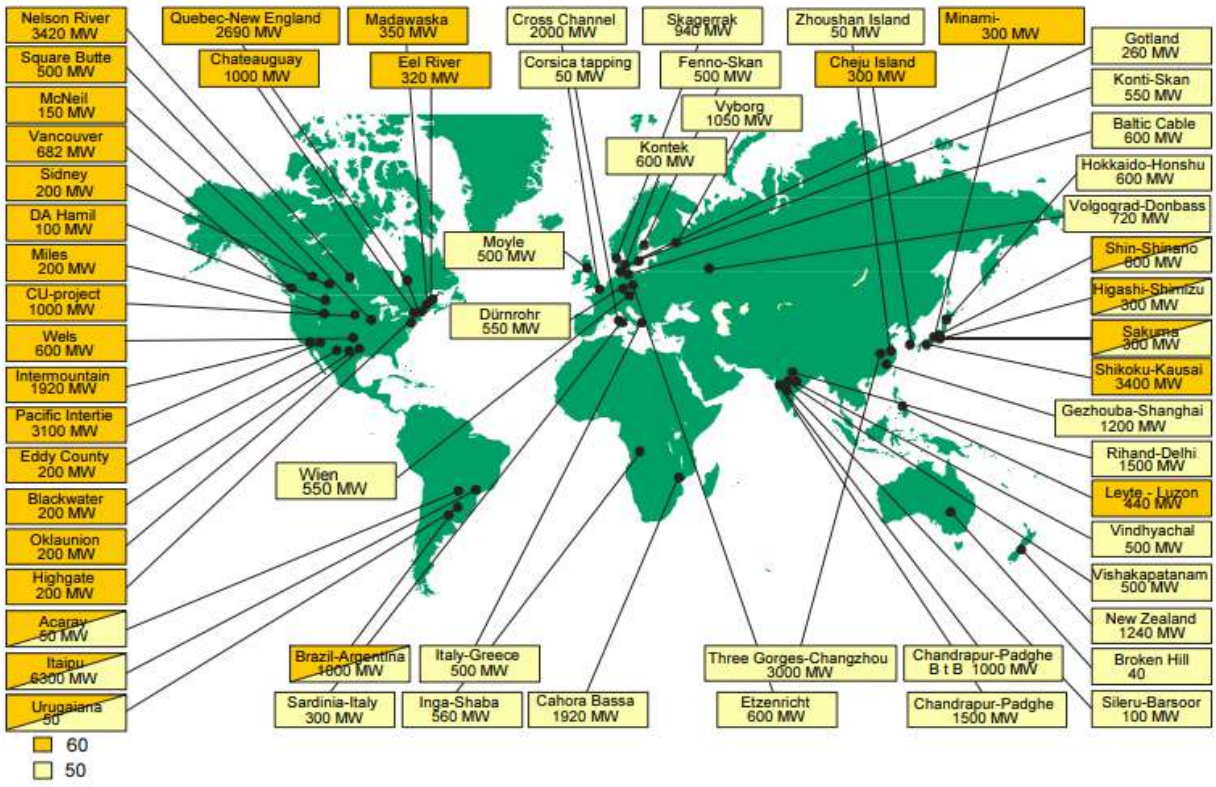


Figure I-2 : Les interconnexions HVDC dans le monde

I.2- Pourquoi la haute tension Courant continu ? (Comparaison)

Les liaisons de transmission en courant alternatif à haute tension présentent inconvénients, qui peuvent contraindre à passer à la technologie DC :

■ Les éléments inductifs et capacitifs des lignes et câbles aériens et des câbles limitent la capacité de transmission et la distance de transmission des liaisons de transmission en AC. Des liaisons à courant alternatif.

■ Cette limitation revêt une importance particulière pour les câbles. En fonction de la capacité de transmission requise, capacité de transmission requise, de la fréquence du système et de l'évaluation des pertes, la distance de transmission réalisable pour un câble à courant alternatif sera de l'ordre de 40 à 100 km. Elle sera principalement limitée par le courant de charge.

■ La connexion directe entre deux systèmes AC ayant des fréquences différentes n'est pas possible.

■ Une connexion directe entre deux systèmes AC ayant la même fréquence ou une nouvelle connexion au sein d'un réseau maillé peut être impossible en raison de l'instabilité du système, de niveaux de court-circuit trop élevés ou de scénarios de flux de puissance indésirables.

Les ingénieurs se sont donc engagés depuis des générations dans le développement d'une technologie pour les transmissions DC en complément des transmissions AC. [3]

I.2.1- Intérêts par rapport à une transmission AC

Lors de la conception d'une interconnexion entre deux ou plusieurs stations, il devient AC- tellement critique de faire un choix entre les utilisations d'une transmission de puissance AC ou DC. Dans les cas de figure où les systèmes HVDC sont sélectionnés, nous pouvons dire que la décision a été prise sur des considérations techniques et économiques. En effet, les principales applications où nous retrouvons ces systèmes, peuvent être répertoriées de la manière suivante [4] :

- 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.
- 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.
- 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. Ce coût inclut entre autres celui des lignes (conducteurs, insulteurs, pylône) et celui de l'exploitation (Right of Way : R-o-W). Il est montré dans [5] et par la figure I.1 que le coût d'une

Transmission DC est plus faible que celui d'une transmission AC pour des distances supérieures à 500 km.

I.2.2 Problèmes d'interconnexion en courant alternatif

L'interconnexion de deux systèmes électriques par le biais de liaisons en courant alternatif nécessite la coordination des contrôleurs automatiques de production des deux systèmes à l'aide de lignes de liaison.

Les contrôleurs automatiques de production des deux systèmes doivent être coordonnés à l'aide des signaux de puissance et de fréquence de la ligne de liaison.

Signaux de puissance et de fréquence de la ligne de raccordement. Même avec un contrôle coordonné des systèmes interconnectés

Même avec un contrôle coordonné des systèmes interconnectés, l'exploitation des liaisons AC. peut-être problématique pour les raisons suivantes :

1. La présence de grandes oscillations de puissance qui peuvent conduire à des déclenchements fréquents,

2. L'augmentation du niveau de défaut.

3. La transmission de perturbations d'un système à l'autre.

I.3 Évaluation des considérations techniques

En raison de sa contrôlabilité rapide, une transmission à courant continu a un contrôle total sur la puissance transmise, une capacité à améliorer la stabilité transitoire et dynamique dans les réseaux à courant alternatif associés et peut limiter les courants de défaut dans les lignes à courant continu. De plus, la transmission à courant continu permet de surmonter certains des problèmes suivants associés à la transmission à courant alternatif :

I.3.1 Limites de stabilité

Le transfert de puissance dans une ligne à courant alternatif dépend de la différence d'angle entre les phraseurs de tension aux deux extrémités de la ligne. Pour un niveau de transfert de puissance donné, cet angle augmente avec la distance. Le transfert de puissance maximum est limité par les considérations de stabilité en régime permanent et transitoire. La capacité de transport de puissance d'une ligne à courant alternatif est inversement proportionnelle à la

distance de transmission, tandis que la capacité de transport de puissance des lignes à courant continu n'est pas affectée par la distance de transmission.

I.3.2 Contrôle de la tension

Le contrôle de la tension dans les lignes à courant alternatif est compliqué par la charge de la ligne et les chutes de tension. Le profil de tension dans une ligne à courant alternatif est relativement plat uniquement pour un niveau fixe de transfert de puissance correspondant à sa charge d'impédance de choc (SIL). Le profil de tension varie avec la charge de la ligne. Pour une tension constante aux extrémités de la ligne, la tension au point médian est réduite pour les charges de ligne supérieures à SIL et augmentée pour les charges inférieures à SIL. Le maintien d'une tension constante aux deux extrémités de la ligne nécessite un contrôle de la puissance réactive lorsque la charge de la ligne augmente. Les besoins en puissance réactive augmentent avec la longueur de la ligne. Bien que les stations de conversion DC nécessitent une puissance réactive liée à la puissance transmise, la ligne DC elle-même ne nécessite aucune puissance réactive. Les courants de charge en régime permanent dans les câbles à courant alternatif posent de sérieux problèmes et font que la distance d'équilibre pour la transmission par câble est d'environ 50 km.

I.3.3 Compensation de ligne

La compensation de ligne est nécessaire pour la transmission de courant alternatif sur de longues distances afin de surmonter les problèmes de charge de ligne et les limitations de stabilité. L'augmentation du transfert de puissance et du contrôle de la tension est possible grâce à l'utilisation d'inductances shunt, de condensateurs série, de compensateurs statiques de tension (SVC) et, dernièrement, de la nouvelle génération de compensateurs statiques.

L'augmentation du transfert de puissance et du contrôle de la tension est possible grâce à l'utilisation d'inductances shunt, de condensateurs en série, de compensateurs statiques de tension (SVC) et, récemment, de compensateurs statiques de nouvelle génération (STATCOM).

I.4. Problèmes de la transmission en courant continu

L'application de la transmission à courant continu est limitée par des facteurs tels que :

1. Le coût élevé des équipements de conversion.

2. L'impossibilité d'utiliser des transformateurs pour modifier les niveaux de tension.

3. Génération d'harmoniques.

4. Besoin de puissance réactive.

5. Difficulté à couper le circuit.

6. Complexité des commandes.

Au fil des ans, des progrès importants ont été réalisés dans la technologie DC, qui ont tenté de surmonter les inconvénients énumérés ci-dessus, à l'exception du point (2). Ces progrès dans la technologie DC sont :

1. Augmentation de la puissance d'une cellule de thyristor qui constitue une valve.

2. Construction modulaire des valves à thyristors.

3. Fonctionnement à douze impulsions (et plus) des convertisseurs.

4. Utilisation de la commutation forcée [6].

5. Application de l'électronique numérique et de la fibre optique à la commande des convertisseurs.

Certaines de ces avancées ont permis d'améliorer la fiabilité et de réduire les coûts de conversion des systèmes DC.

I.4.1 Applications de la transmission à courant continu

En raison de leurs coûts et de leur nature particulière, la plupart des applications de la transmission à courant continu entrent généralement dans l'une des quatre catégories suivantes :

I.4.1.1 Câbles souterrains ou sous-marins

Dans le cas de longues liaisons par câble au-delà de la distance d'équilibre d'environ 40-50 km, le système de transmission par câble DC présente un avantage marqué par rapport aux

connexions par câble AC. Les projets de Gotland (1954) et de Sardaigne (1967) sont des exemples de ce type d'applications.

Le développement récent des convertisseurs de source de tension (VSC) et l'utilisation de câbles DC en polymère robuste, avec l'option dite "HVDC Light", sont de plus en plus envisagés. Un exemple de ce type d'application est la connexion Direct Link de 180 MW (2000) en Australie.

I.4.1.2 Transport d'énergie en vrac sur de longues distances

Le transport d'énergie en vrac sur de longues distances est une application qui convient parfaitement au transport en courant continu et qui est plus économique que le transport en courant alternatif lorsque la distance d'équilibre est dépassée.

Distance d'équilibre est dépassée. Les exemples de ce type d'application abondent, depuis l'ancienne interconnexion du Pacifique jusqu'aux liaisons récentes en Chine et en Inde.

La distance d'équilibre est effectivement réduite grâce à la diminution des coûts des nouvelles stations de conversion compactes, rendue possible par les progrès récents de l'électronique de puissance (abordés dans une section ultérieure).

I.4.1.3 Interconnexion asynchrone de systèmes AC

En ce qui concerne l'interconnexion asynchrone de deux systèmes AC, l'option DC est la plus répandue. Il existe de nombreux exemples de connexions BB où deux réseaux AC ont été reliés ensemble pour le bénéfice général des deux systèmes AC. Avec les progrès récents des techniques de contrôle, ces interconnexions sont de plus en plus souvent réalisées sur des systèmes AC faibles. La croissance des interconnexions BB est parfaitement illustrée par l'exemple de l'Amérique du Nord où les quatre principaux réseaux électriques indépendants sont interconnectés par douze liaisons BB.

À l'avenir, il est prévu que ces connexions BB soient également réalisées avec des VSC offrant la possibilité d'un fonctionnement complet à quatre quadrants et le contrôle total de la puissance active/réactive couplé à la génération minimale d'harmoniques.

I.4.1.4 Stabilisation des flux de puissance dans un système électrique intégré

Dans les grands systèmes interconnectés, le flux de puissance dans les liaisons AC (en particulier dans des conditions de perturbation) peut être incontrôlé et conduire à des surcharges et des problèmes de stabilité, mettant ainsi en danger la sécurité du système. Des lignes DC placées stratégiquement peuvent surmonter ce problème grâce à la contrôlabilité rapide de la puissance DC et fournir l'amortissement nécessaire et la capacité de surcharge opportune. La planification de la transmission DC dans de telles applications nécessite une étude détaillée pour évaluer les avantages. Les exemples sont la liaison IPP aux Etats-Unis et la liaison Chandrapur-Padghe en Inde.

Actuellement, le nombre de lignes DC dans un réseau électrique est très faible par rapport au nombre de lignes AC. Cela indique que la transmission en DC n'est justifiée que pour des applications spécifiques. Bien que les progrès technologiques et l'introduction des systèmes MTDC (Multi-Terminal DC) devraient augmenter le champ d'application de la transmission en courant continu, il n'est pas prévu que le réseau AC soit remplacé par un réseau électrique en courant continu dans le futur. Il y a deux raisons principales à cela :

- Premièrement, le contrôle et la protection des systèmes MTDC sont complexes et l'incapacité de transformation de la tension dans les réseaux DC impose des pénalités économiques.

- Deuxièmement, les progrès de la technologie de l'électronique de puissance ont permis d'améliorer les performances des transmissions en courant alternatif à l'aide de dispositifs FACTS, par exemple par l'introduction de systèmes var statiques, de déphaseurs statiques, etc.

I.5 Avantages des systèmes HVDC

Les systèmes HVDC modernes combinent la bonne expérience des anciennes installations avec des technologies et des matériaux récemment développés. Le résultat est un moyen très compétitif, flexible et efficace de transmettre l'énergie électrique avec un impact environnemental très faible.

Il est important de noter qu'un système HVDC ne se contente pas de transmettre de l'énergie électrique d'un point à un autre, mais qu'il présente également une grande valeur ajoutée

qu'il aurait fallu résoudre par d'autres moyens dans le cas d'une transmission conventionnelle en courant alternatif.

Voici quelques-uns de ces aspects :

- Aucune limite dans la distance transmise. Ceci est valable aussi bien pour les lignes OH que pour les câbles maritimes ou souterrains.

- Contrôle très rapide du flux de puissance, ce qui implique des améliorations de la stabilité, non seulement pour la liaison HVDC mais aussi pour le système AC environnant.

- La direction du flux d'énergie peut être modifiée très rapidement (bidirectionnalité).

- Une liaison HVDC n'augmente pas la puissance de court-circuit au point de connexion. Cela signifie qu'il ne sera pas nécessaire de changer les disjoncteurs dans le réseau existant.

- L'HVDC peut transporter plus de puissance pour une taille de conducteur donnée.

- Le besoin de ROW (Right Of Way) est beaucoup plus faible pour le HVDC que pour le HVAC, pour la même puissance transmise. L'impact environnemental est moindre avec le HVDC. (Figure I-3).

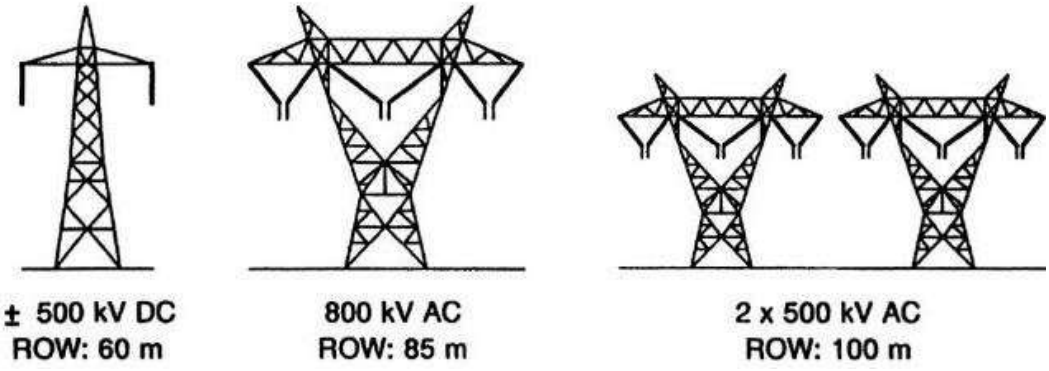


Figure I-3 : Comparaison du ROW pour les systèmes de transmission AC-DC.

- La technologie VSC permet de contrôler indépendamment la puissance active et réactive sans avoir besoin d'équipement de compensation supplémentaire.

- La technologie VSC offre une bonne opportunité aux sources d'énergie alternatives d'être économiquement et techniquement efficaces.

- Les transmissions HVDC ont un taux de disponibilité et de fiabilité élevé, comme en témoignent plus de 30 ans d'exploitation.

I.5.1 Technologies des convertisseurs HVDC

L'interconnexion de la HVDC au sein d'un système AC nécessite une conversion de AC en DC et une inversion de DC en AC. Les circuits qui assurent la conversion du courant alternatif au courant continu sont appelés redresseurs et ceux qui assurent la conversion du courant continu au courant alternatif sont appelés onduleurs. Le terme convertisseur est utilisé pour désigner de manière générique les redresseurs et les onduleurs. Les technologies de conversion sont basées sur l'utilisation de dispositifs de commutation collectivement appelés valves dans la communauté HVDC. Les vannes peuvent être non contrôlées ou contrôlées. Une vanne commandée, généralement composée de thyristors, présente des caractéristiques similaires à celles des vannes non commandées, à l'exception du fait qu'elle nécessite une impulsion de déclenchement pour s'activer. Deux technologies de convertisseur de base sont utilisées dans les systèmes de transmission HVDC modernes. Il s'agit des convertisseurs classiques à source de courant (CSC) commutés par la ligne et des convertisseurs à source de tension (VSC) auto-commutés [7]-[8].

I.5.1.1 Convertisseur à source de courant commuté en ligne

La transmission HVDC classique utilise des convertisseurs de source de courant (CSC) commandés par la ligne et équipés de valves à thyristors. Ces convertisseurs ont besoin d'une source de tension synchrone pour fonctionner. L'élément de base utilisé pour la conversion HVDC est le pont triphasé pleine onde appelé pont à 6 impulsions ou pont de Graetz. Le terme 6 impulsions est dû à six commutations ou opérations de commutation par période.

Période, ce qui entraîne une ondulation harmonique caractéristique de 6 fois la fréquence fondamentale dans la tension de sortie continue. Chaque pont à 6 impulsions est composé de 6

éléments de commutation commandés ou valves à thyristor. Chaque valve est composée d'un nombre approprié de thyristors connectés en série pour obtenir la tension continue nominale souhaitée. Les convertisseurs de source de courant commutés en ligne ne peuvent fonctionner que si le courant alternatif est en retard sur la tension, de sorte que le processus de conversion exige une puissance réactive.

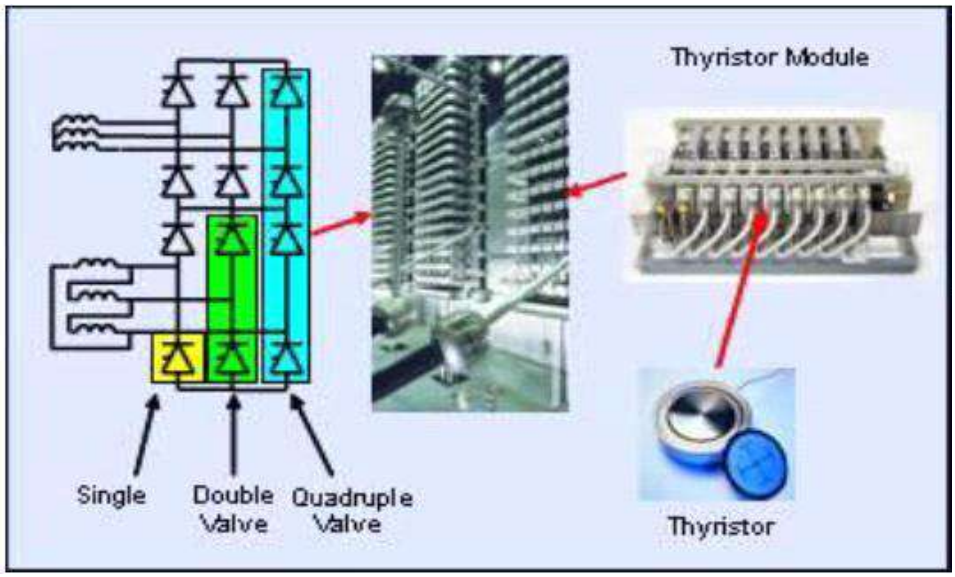


Figure. I-4 : Disposition de la valve à thyristor HVDC

I.5.1.2 Convertisseur auto-commuté à source de tension

La transmission HVDC avec des convertisseurs VSC peut être bénéfique pour les performances globales du système. La technologie des convertisseurs VSC permet de contrôler rapidement la puissance active et réactive indépendamment l'une de l'autre. La puissance réactive peut également être contrôlée à chaque terminal indépendamment du niveau de tension de transmission en courant continu. Cette capacité de contrôle donne une flexibilité totale pour placer les convertisseurs n'importe où dans le réseau CA puisqu'il n'y a aucune restriction sur la capacité minimale de court-circuit du réseau. La commutation automatique avec le VSC permet même le black Start, c'est-à-dire que le convertisseur peut être utilisé pour synthétiser un ensemble équilibré de tensions triphasées comme un générateur synchrone virtuel. Le soutien dynamique de la tension alternative à chaque borne du convertisseur améliore la stabilité de la tension et peut augmenter la capacité de transfert des systèmes alternatifs des extrémités émettrices et réceptrices, ce qui permet de tirer parti de la capacité de transfert de la liaison continue.

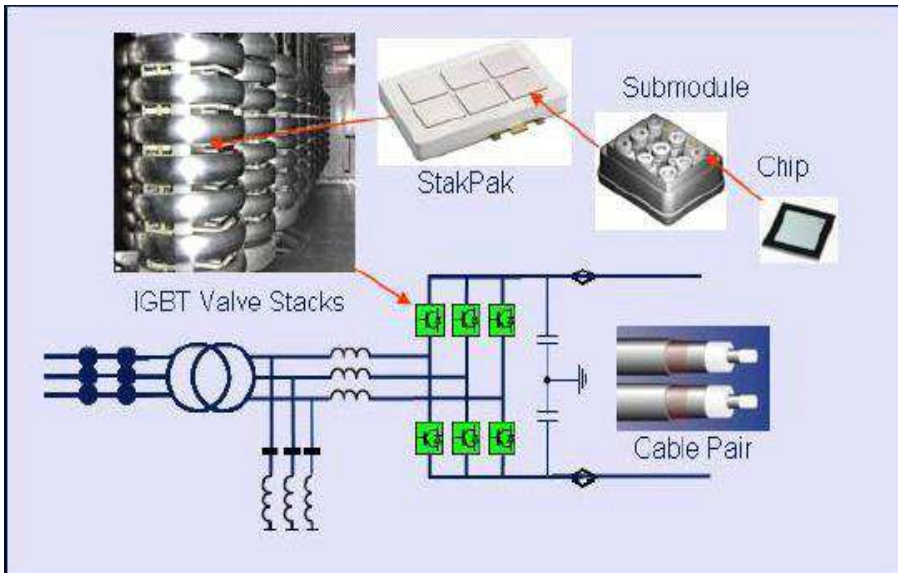


Figure. I-5. Agencement d'une vanne IGBT HVDC

I.5.2 Contrôle et principes d'exploitation HVDC

I.5.2.1 Arrangement de principe d'un projet de transmission HVDC

L'arrangement de principe d'un projet de transmission HVDC se reflète dans le projet Moyle Interconnecter

. Les stations HVDC entre l'Irlande du Nord et l'Écosse fonctionnent avec les points forts :

- Valves à thyristors déclenchées par la lumière directe pour le système HVDC complet, avec 1872 thyristors au total. Avec une fiabilité améliorée de 20 %. Composants exempts d'huile.
- Filtre à courant alternatif à triple accord dans les deux stations.
- Stations sans personnel, opération entièrement automatique à distance et fonctionnement automatique du programme de charge.
- Shunt ohmique optique hybride pour l'unité de mesure du courant continu.
- Conception de stations à faible bruit pour :
- Le condensateur et les réacteurs de filtre AC.
- Transformateur de convertisseur
- Système de refroidissement par eau de la vanne du convertisseur.

- Hall DC avec réacteur de lissage
- Conception de la station pour le câble DC see/land avec conducteur de retour intégré et fibre optique câble pour le contrôle et la communication. [9]

I.5.2 .2 HVDC conventionnel

Dans le cas d'une transmission HVDC classique, une borne fixe le niveau de tension continue tandis que l'autre ou les autres bornes régulent le courant continu en contrôlant sa tension de sortie par rapport à celle maintenue par la borne de fixation de la tension. La résistance de la ligne continue étant faible, de grands changements de courant et donc de puissance peuvent être effectués avec des changements relativement faibles de l'angle d'allumage, alpha. Il existe deux méthodes indépendantes pour contrôler la tension de sortie continue du convertisseur. Il s'agit (1) de modifier le rapport entre la tension continue et la tension alternative en faisant varier l'angle de retard ou (2) de modifier la tension alternative du convertisseur via des changeurs de prises de charge (LTC) sur le transformateur du convertisseur. La première méthode est rapide alors que la seconde est lente en raison de la vitesse de réponse limitée du LTC.

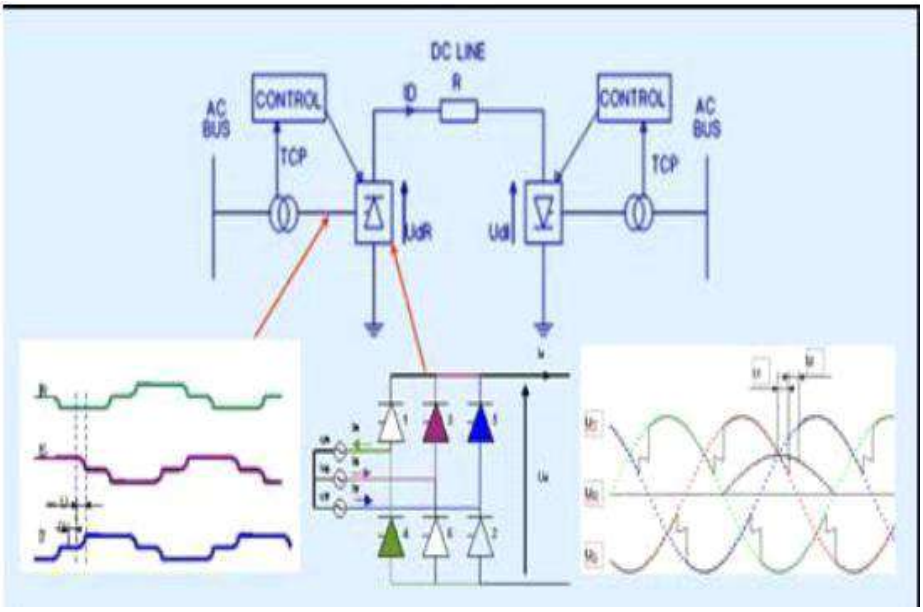


Figure I-6. Contrôle de la transmission HVDC conventionnelle

I.5.3 HVDC à base de VSC

La puissance réactive peut être contrôlée en modifiant l'angle de phase de la tension alternative du convertisseur par rapport à la tension du bus de filtre, tandis que la puissance réactive peut être contrôlée en modifiant l'amplitude de la composante fondamentale de la tension alternative du convertisseur par rapport à la tension du bus de filtre. En contrôlant ces deux aspects de la tension du convertisseur, le fonctionnement dans les quatre quadrants est possible. Cela signifie que le convertisseur peut fonctionner au milieu de sa plage de puissance réactive, près du facteur de puissance unitaire, afin de maintenir une réserve de puissance réactive dynamique pour le soutien de la tension de contingence, comme un compensateur statique à varistance. Cela signifie également que le transfert de puissance réelle peut être modifié rapidement sans altérer l'échange de puissance réactive avec le réseau alternatif ou attendre la commutation de la compensation shunt.

I.5.4 Configurations HVDC

Les systèmes HVDC peuvent être classifiés en trois catégories :

1. Les liaisons "back-to-back"

2. Les liaisons entre deux terminaux

3. Les liaisons multi terminaux

Nous allons à présent brièvement décrire chacune de ces catégories.

I.5.4.1 Systems DC "back-to-back"

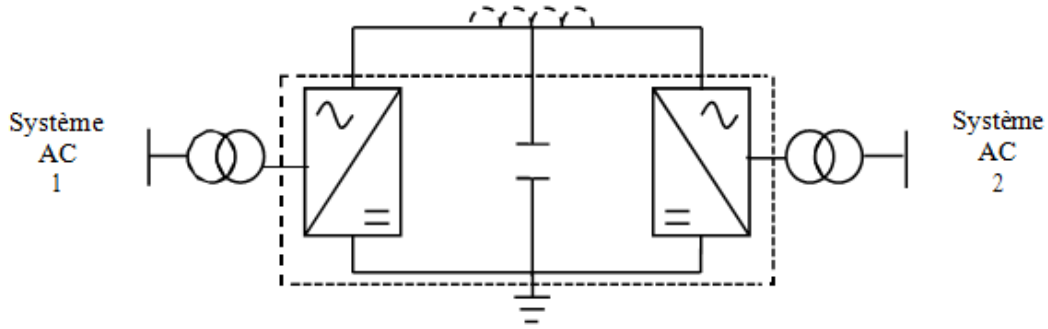


Figure I.7– System DC "back-to back"

Dans un système de transmission de puissance "back-to-back", le redresseur (convertisseurs AC - DC) et l'onduleur (convertisseur DC - AC) sont d'une part localisée dans une même station, c'est-à-dire un même bâtiment, et d'autre part reliée par l'intermédiaire d'une inductance en série pour les convertisseurs CSC ou d'un condensateur en parallèle pour les convertisseurs VSC (figure I.7). 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 [10, 11].

I.5.4.2 Transmission DC entre deux terminaux

Les transmissions DC entre deux terminaux peuvent être bipolaires ou monopolaires. Une configuration monopolaire est montrée dans la figure I-9. 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 inter-férences avec des structures métalliques sous-terraines/sous-marines sont préjudiciables [12].

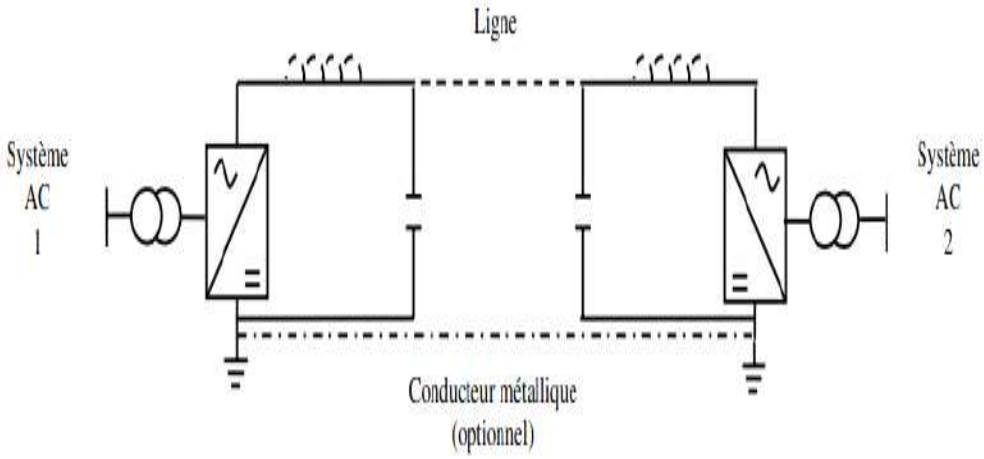


Figure I-8 Configuration mono polaire CSC ou VSC suivant la présence d'inductances ou de condensateurs

La configuration bipolaire (figure I.9) est généralement utilisée pour une transmission de puissance par voie aérienne. Dans ces systèmes, nous trouvons 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.

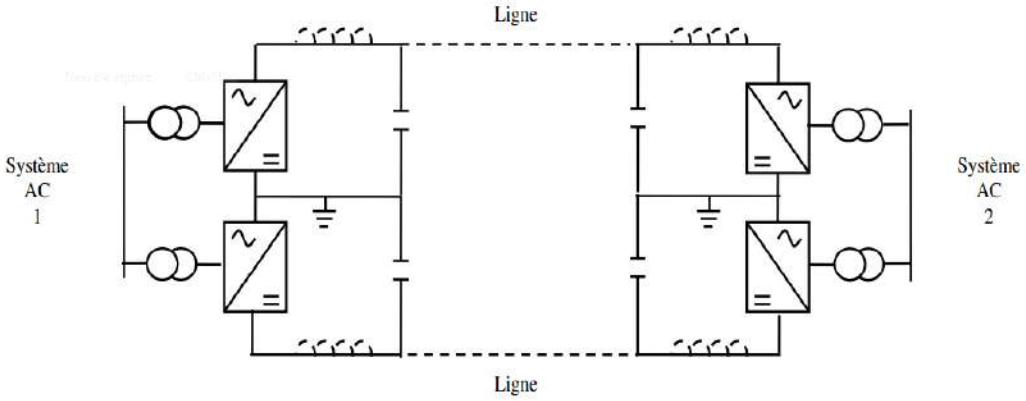


Figure I-9 – Configuration bipolaire

I.5.4.3 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 le liaisons multi terminaux (MTDC) pouvaient être beaucoup plus attractives, et ce afin d'exploiter pleinement les avantages économiques et techniques de la technologie HVDC [13,14].

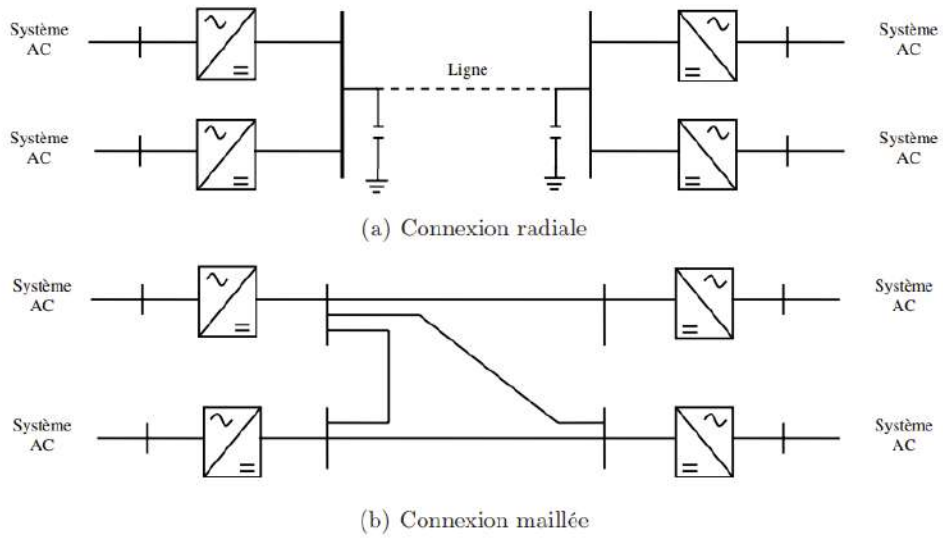
Les systèmes MTDC se déclinent suivant deux configurations :

- Les liaisons parallèles
- Les liaisons séries (utilisation de convertisseurs CSC uniquement)

Dans une configuration parallèle, les convertisseurs opèrent tous à la même tension DC nominale [15]. Les connexions peuvent être soit radiales (figure I.10(a)) soit maillées (figure I.10(b)). Dans une configuration série, les convertisseurs CSC opèrent tous au courant DC nominal (figure I.11).

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.



FigureI-10 – Exemples de liaisons MTDC - VSC - Configuration parallèle

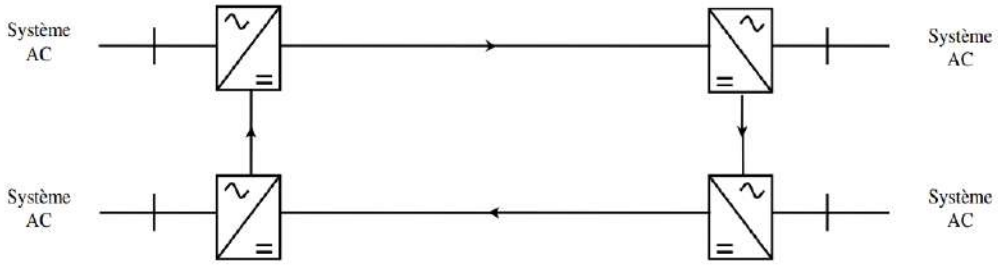


Figure I-11 – Schéma de principe d'une liaison MTDC - CSC en configuration série (induc-tances omises)

I.5.5 Composant d'un système de transmission HVDC

Le système HVDC comprend les composants principaux suivants :

- Station de conversion
- Unité de conversion
- Vannes de conversion

- Convertisseurs Transformateurs
- Les filtres
- Filtre AC
- Filtre DC
- Filtre haute fréquence
- Source d'énergie réactive
- Réacteur de lissage
- Pôle Système HVDC

I.5.5.1 Station de conversion

Les sous-stations terminales qui convertissent un courant alternatif en Les DC sont appelés terminaux de redressement, tandis que les sous-stations qui convertissent les DC en AC s'appellent des terminaux inverseurs. Chaque terminal est conçu pour fonctionner à la fois en mode redresseur et en mode onduleur. Par conséquent, chaque terminal est appelé terminal convertisseur ou terminal redresseur. Un système HVDC à deux terminaux ne comporte que deux terminaux et une ligne HVDC.

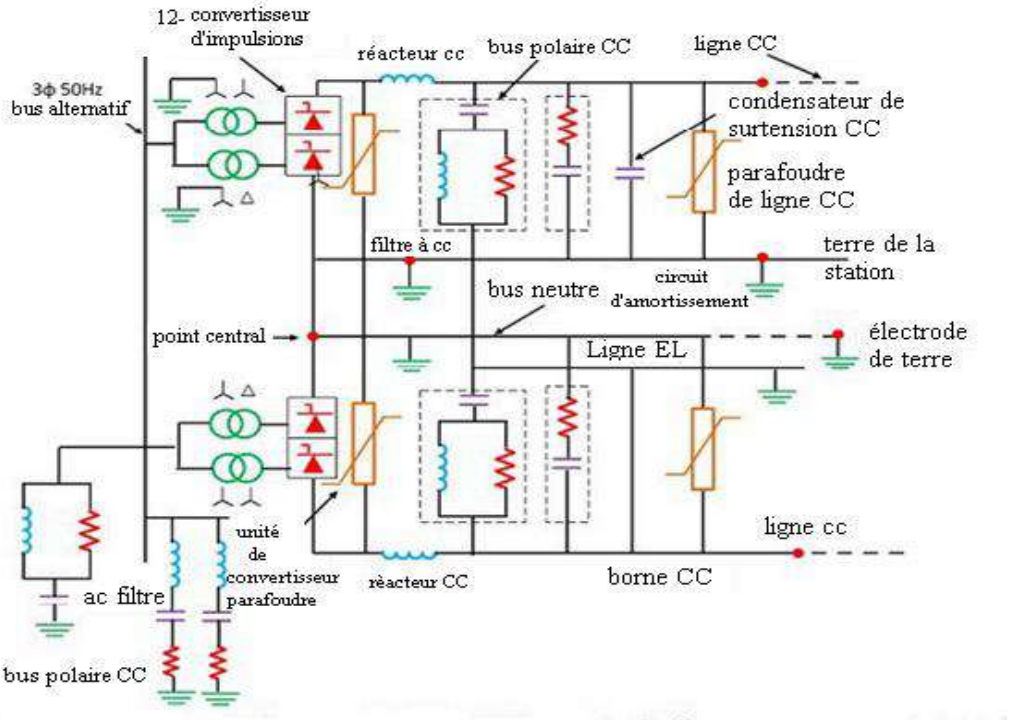


Figure I-12 Station de conversion HVDC

I.5.5.2 Unité de conversion

La conversion de courant alternatif en courant continu et inversement est fait dans les stations de conversion HVDC en utilisant des convertisseurs en pont triphasés. Ce circuit en pont s'appelle également circuit de Graetz. Dans la transmission HVDC, un convertisseur en pont à 12 impulsions est utilisé. Le convertisseur est obtenu en connectant deux ou six ponts en série.

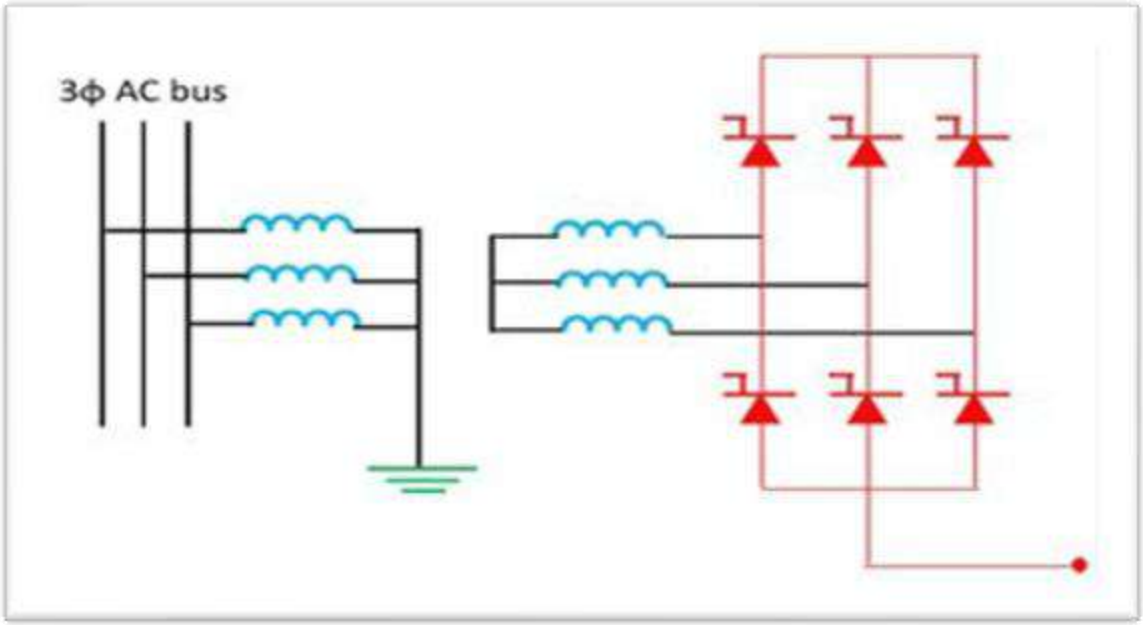


Figure I-13 Unité de conversion (circuit de Graetz)

I.5.5.3 Vannes de conversion

Les convertisseurs HVDC modernes utilisent un convertisseur 12 impulsions unités. Le nombre total de valves dans chaque unité est de 12. La valve est composée de modules à thyristors connectés en série. Le nombre de valves à thyristor dépend de la tension requise aux bornes de la valve. Les vannes sont installées dans des halls de vannes et sont refroidies par air, huile, eau ou fréon.

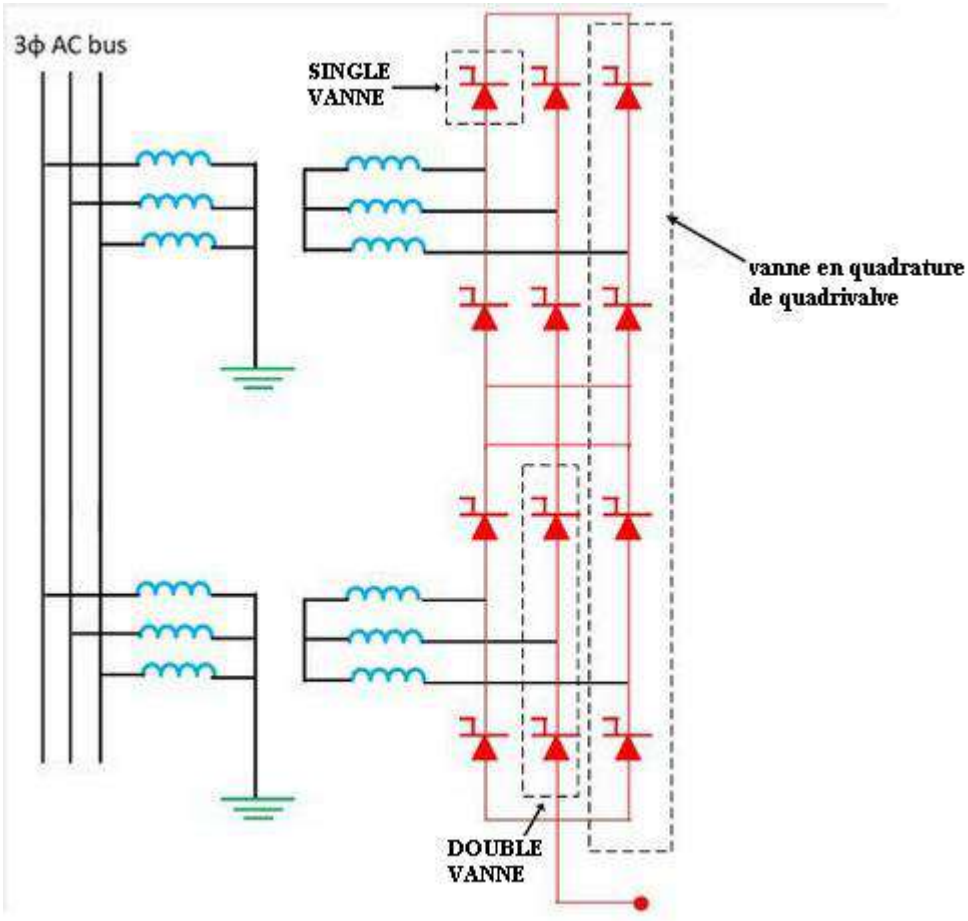


Figure I-14 Unité de conversion & Vannes de conversion

I.5.5.4 Convertisseur Transformateur

Le transformateur convertit le courant alternatif réseaux vers les réseaux DC ou vice versa. Ils ont deux jeux d'enroulements triphasés. L'enroulement côté alternatif est connecté à la barre omnibus AC et l'enroulement côté vanne est relié au pont de vanne. Ces enroulements sont connectés en étoile pour un transformateur et en triangle à un autre.

Les enroulements côté alternatif des deux, trois phases transformatrices sont connectées en étoiles avec leurs neutres mis à la terre. L'enroulement du transformateur côté vanne est conçu pour résister à la tension alternative et à la tension continue du pont de vanne. Il y a une augmentation des pertes par courants de Foucault dues au courant harmonique. La magnétisation dans le noyau du transformateur-convertisseur est due aux raisons suivantes.

La tension alternative du réseau alternatif contenant les fondamentaux et plusieurs harmoniques.

La tension continue du terminal côté vanne a également des harmoniques.

I.5.5.5 Les filtres

Les harmoniques AC et DC sont générées en HVDC convertisseurs. Les harmoniques AC sont injectées dans le système AC, et les harmoniques DC sont injectées dans des lignes DC. Les harmoniques présentent les avantages suivants :

1-Cela provoque des interférences dans les lignes téléphoniques.

2-En raison des harmoniques, les pertes de puissance dans les machines et les condensateurs sont connectés au système.

3-Les harmoniques ont produit une résonance dans un circuit alternatif, ce qui a entraîné des surtensions.

4-Instabilité des commandes du convertisseur.

Les harmoniques sont minimisés à l'aide des filtres AC, DC et haute fréquence. Les types de filtres sont expliqués ci-dessous en détail.

Les filtres AC sont des circuits RLC connectés entre phase et terre. Ils offraient de faibles impédances aux fréquences harmoniques. Ainsi, les courants harmoniques alternatifs sont transmis à la terre. Des filtres accordés et amortis sont utilisés. Le filtre harmonique alternatif fournit également une puissance réactive nécessaire au bon fonctionnement des convertisseurs.

Le filtre DC est connecté entre le bus des pôles et bus neutre. Il détourne les harmoniques DC vers la terre et les empêche de pénétrer dans les lignes DC. Un tel filtre ne nécessite pas de puissance réactive car la ligne DC ne nécessite pas de puissance DC.

Filtres haute fréquence - Le convertisseur HVDC peut produire du bruit électrique dans la bande de fréquence porteuse de 20 kHz à 490 kHz. Ils génèrent également des interférences radio dans les fréquences de la gamme mégahertz. Les filtres haute fréquence sont

utilisés pour minimiser le bruit et les interférences avec la communication par porteuse de secteur. Ces filtres sont placés entre le transformateur de conversion et le bus AC de la station.

I.5.5.6 Source d'énergie réactive

La puissance réactive est nécessaire pour les opérations des convertisseurs. Les filtres harmoniques alternatifs fournissent une partie de la puissance réactive. L'alimentation supplémentaire peut également être obtenue à partir de modificateurs de phase synchrones et de systèmes var statique de condensateurs shunt. Le choix dépend de la vitesse de contrôle souhaitée.

I.5.5.7 Réacteur de lissage

Le réacteur de lissage est une huile remplie d'huile refroidie réacteur ayant une grande inductance. Il est connecté en série avec le convertisseur avant le filtre CC. Il peut être situé du côté ligne ou du côté neutre. Les réacteurs à lissage servent les objectifs suivants :

Ils lissent les ondulations dans le courant continu.

Ils diminuent la tension harmonique et le courant dans les lignes à courant continu.

Ils limitent le courant de défaut dans la ligne DC.

Les erreurs de commutation consécutives dans les onduleurs sont empêchées par lissage des réacteurs en réduisant le taux de montée de la ligne continue dans le pont lorsque la tension continue d'une autre tension connectée en série s'effondre.

Les réacteurs de lissage réduisent l'inclinaison des surtensions et des surintensités de la ligne à courant continu. Ainsi, les contraintes sur les vannes du convertisseur et les déviateurs de surtension des vannes sont réduites.

I.5.5.8 Pôle Système HVDC

Le pôle du système HVDC fait partie d'un système HVDC système composé de tous les équipements de la sous-station HVDC. Il interconnecte également les lignes de transmission qui, dans des conditions de fonctionnement normales, présentent une polarité directe commune par

rapport à la terre. Ainsi, le mot pôle se réfère au chemin de DC qui a la même polarité par rapport à la terre. Le pôle total comprend le pôle de sous-station et le pôle de ligne de transport.

I.6 CONCLUSION

Nous venons de présenter les différentes configurations dans lesquelles nous pouvons rencontrer les systèmes HVDC. Nous nous intéresserons tout particulièrement dans la suite de notre étude à la transmission de puissance entre deux terminaux, lorsque celle-ci intègre une seule ligne de transmission (configuration mono polaire de type VSC).

CHAPITRE II

Convertisseur VSC a topologie MMC

Ce chapitre présente une brève introduction des liaisons HVDC suivie d'une description des différentes technologies VSC utilisées pour des applications HVDC. Le fonctionnement ainsi que les composants principaux d'une station MMC sont aussi élaborés dans cette présentation.

II.1 Liaison HVDC

En 1954, la première liaison HVDC commerciale, ayant une capacité de 20 MW/±100 kV, a été installée entre la Suède et l'île de Gotland. Depuis, la puissance cumulative de la transmission HVDC installée à travers le monde a augmenté de façon constante, et, récemment, une augmentation fulgurante du volume est en marche. Jusqu'ici, la plupart des systèmes HVDC installés dans le monde sont de type LCC (Line-Commutated Converter) et utilisent des valves à thyristors. Cette technologie est aussi appelée « HVDC classique » puisqu'elle constitue une technologie bien établie. Actuellement, la ligne de transmission la plus puissante au monde est le projet Hokkaido – Honshu en Chine, avec une capacité de 72000 MW/±800 kV.

Cependant, avec la diminution graduelle des pertes et les coûts de production des IGBTs, les VSC sont devenus plus avantageux pour plusieurs applications [16] et [17]. Les VSC permettent :

- Le contrôle indépendant des puissances réactive et active de chaque convertisseur
- L'élimination des défaillances de commutation dues à des perturbations sur le réseau AC
- De raccorder un réseau alternatif faible ou passif
- Une réponse dynamique plus rapide en raison des modulations plus élevées, ce qui entraîne des filtres de plus petites tailles, voir même leurs suppressions.

À titre de comparaison, les Figure II-1et Figure II-2, illustrent des installations de stations LCC et VSC respectivement. Pour ces deux projets, la capacité de transite est de 2,000MW. Pour cette même capacité, on remarque une différence notable au niveau de l'espace requis pour une station LCC comparée à une station de type VSC, qui est beaucoup plus compacte.

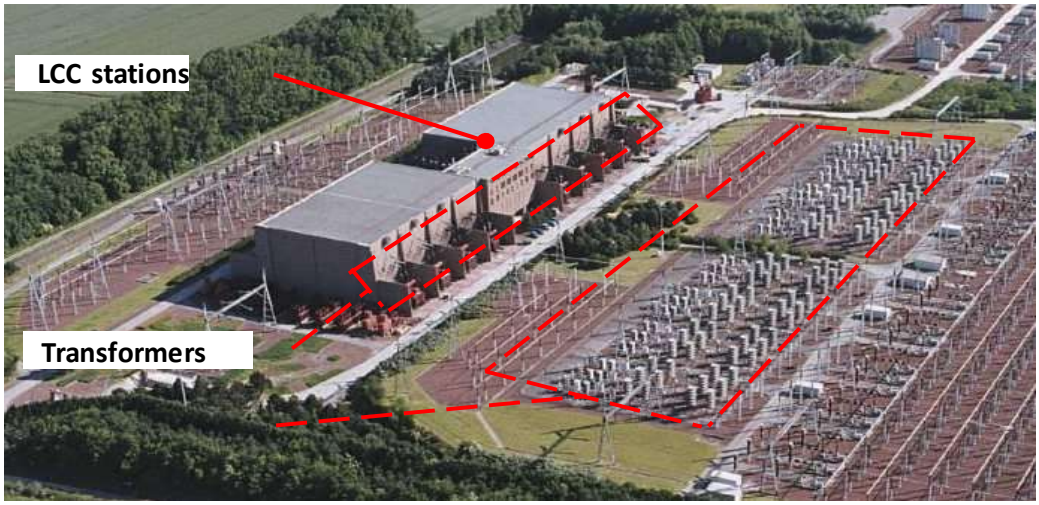


Figure II -1 : Installation type d'une liaison HVDC-LCC, Projet IFA2000

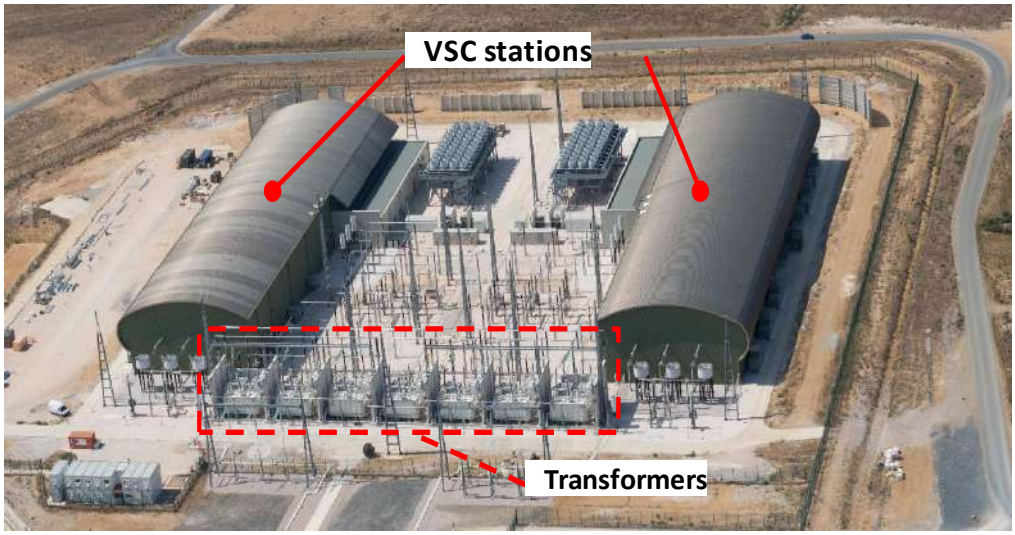


Figure II-2 : Installation type d'une liaison HVDC-VSC, Projet INELFE

II.2 Liaison HVDC-VSC

En 1997, la première liaison HVDC-VSC évaluée à 3 MW/±10 kV a été mise en service en Suède. Jusqu'en 2010, il y a eu dix projets de liaisons HVDC-VSC dans le monde, dont les deux plus grands sont : le projet de parc éolien offshore Borkum1 (en Allemagne) [18] de 400 MW/±150 kV et le projet d'interconnexion Trans Bay Cable aux Etats-Unis, de 400 MW/± 200 kV. En 2015, il est prévu que le projet INELFE d'interconnexion entre la France et l'Espagne devient le plus grand au monde avec sa capacité totale de 2000MW/±320kV pour deux liaisons

en parallèle. Il existe plusieurs topologies de VSC. Dans les prochaines sous-sections, les trois topologies présentement commercialement disponibles, sont décrites.

II.2.1 Les liaisons avec convertisseurs LCC et VSC

Les liaisons à courant continu construites ces 40 dernières années comprennent principalement des convertisseurs à base de thyristors (LCC : Line Commutated Converter). Cette technologie robuste et bien établie permet de réaliser des liaisons à très forte puissance pouvant dépasser les 7000 MW pour une tension continue allant jusqu'à 800 kV. Depuis maintenant pratiquement 20 ans, des liaisons VSC (Voltage Source Converter) à base de composants IGBT (Insulated Fate Bipolaire Transistor) ou GTO (Gate Turn Off Thyristor) ont commencé à être installées. Elles étaient jusqu'à très récemment synonymes d'onduleur autonome à modulation de largeurs d'impulsions et les commutations étaient réalisées à des fréquences de quelques centaines de Hz (voire quelques kHz pour les IGBT). Ces convertisseurs de type VSC proposent de nombreux avantages par rapport à leurs homologues de type LCC [19]. On cite habituellement les avantages suivants :

- Possibilité de régler le transit de puissance réactive ou la tension alternative au point de raccordement de manière indépendante du transit de puissance active.

- Possibilité d'inverser le sens du transit de puissance en quelques centaines de millisecondes sans changer la polarité des tensions continues. Cette caractéristique permet l'utilisation de câbles continus à isolation synthétique qui sont habituellement sensibles à ces inversions de polarité. 10

- Pas de filtre pour les harmoniques de rangs faibles et pas de transformateurs de conversion spécifiques au courant continu pour la configuration monopolaires symétriques,

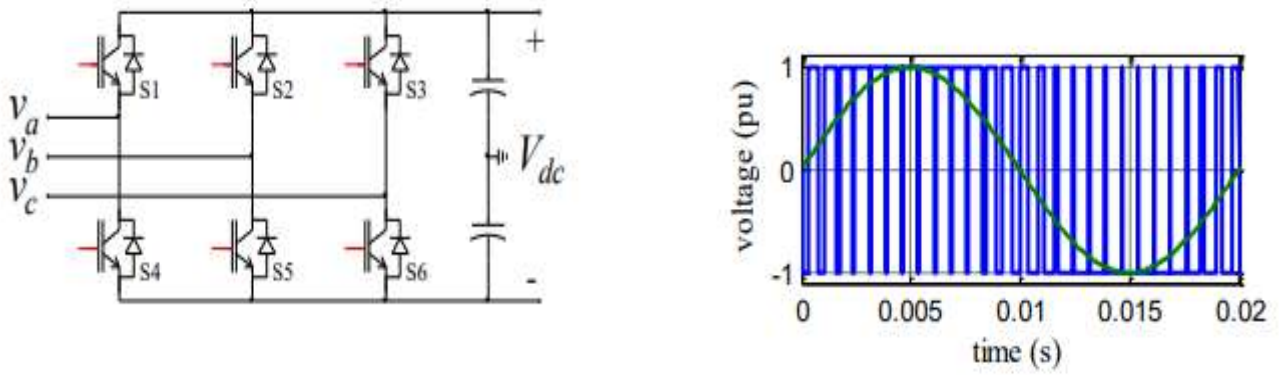
- Possibilité d'alimenter des réseaux à faible puissance de court-circuit étant donné l'absence de ratés de commutation. Les liaisons HVDC-VSC présentent actuellement plusieurs avantages qui expliquent leur essor particulier en Europe.

- Possibilité d'utiliser des câbles à isolation synthétiques. Ces câbles ont l'avantage d'être moins couteux, moins lourds et plus respectueux de l'environnement que les câbles dont l'isolation est basée sur l'utilisation du papier imprégné ou de l'huile sous pression.

• Emprise au sol réduite comparativement à celle des convertisseurs HVDC-LCC à cause de l'absence de filtre. Par exemple les deux convertisseurs HVDC-VSC au poste de BAIXAS (liaison France Espagne) ont une emprise au sol de 225m x 170m (~3.8 ha) pour convertir 2000MW. Pour la même puissance de conversion, le poste de conversion HVDC-LCC des Mandarins (liaison IFA2000 entre la France et le Royaume Uni) nécessite 360m x 280m (~10 ha).

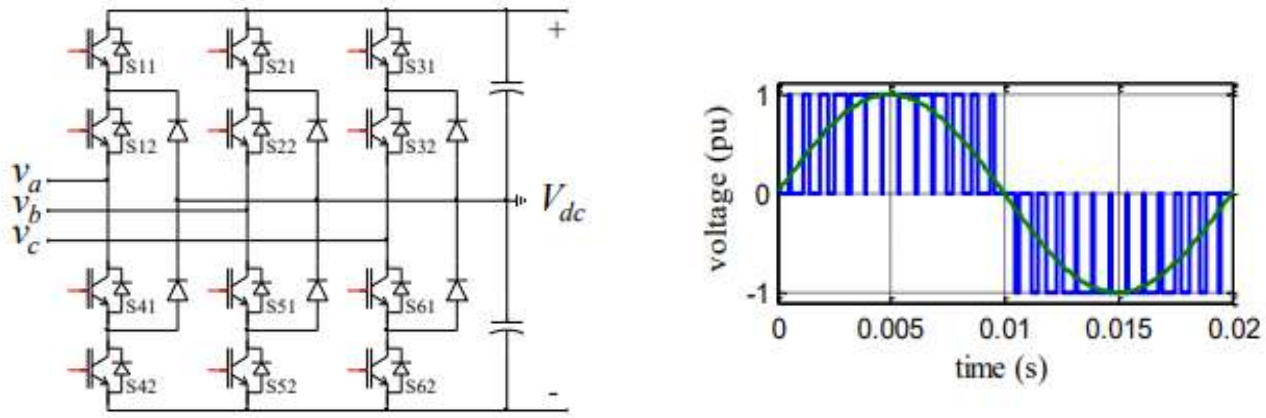
II.2.2 Avec des convertisseurs VSC à 2 ou 3 niveaux

Fin 2015, 25 liaisons HVDC-VSC sont en exploitation commerciales. Les 10 premières liaisons mises en service utilisent des convertisseurs VSC à 2 ou 3 niveaux. La topologie de ces convertisseurs est présentée aux Figure II.3 et Figure II-4. Dans un système réel les IGBT/diodes sont assemblés en série par centaines pour former des valves à très haute tension. Les puissances nominales des convertisseurs de cette technologie sont allées jusqu'à 350 MW (liaison Estlink entre la Finlande et l'Estonie). On utilise généralement dans les brochures CIGRE [20] et normes IEC la dénomination "convertisseur à valves agissant comme interrupteur commandé" ou en anglais "converter with valves acting as a controllable switch".



a) Topologie **b) Forme d'onde de la tension**

Figure II-3 : VSC 2 niveaux



a) Topologie **b) Forme d'onde de la tension**

Figure II-4 : VSC 3 niveaux

La technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM- Pulse Wirth Modulation) est utilisée afin de réduire les harmoniques générés par les commutations dans ces convertisseurs. Il existe plusieurs techniques de MLI, la plus classique consiste à comparer la tension de référence désirée (la modulante) à une fonction triangulaire (la porteuse). Aux Figure II.3.b et Figure II.4.b, la tension de référence désirée (en vert) et la tension actuellement réalisée coté CA (en bleue), sont présentées. En ajoutant des filtres passifs à la sortie du convertisseur, les harmoniques générés par le PWM sont fortement réduits.

II.2.3 Avec des convertisseurs VSC de type MMC

La difficulté d'assembler des centaines de GTO/IGBT et de diodes en série pour former des valves à très haute tension (plus de 100 kV) et/ou le besoin de maîtriser les pertes par commutation dissipées dans ses convertisseurs conduit les constructeurs à privilégier des structures modulaires où de nombreux modules sont connectés en cascade. On parle donc maintenant de convertisseurs à multi-niveaux (MMC - Modular Multilevel Converter) allant de quelques dizaines de niveaux à plusieurs centaines en fonction de la technologie et du niveau de tension. Ce type de convertisseurs est généralement identifié dans les brochures CIGRE et les normes IEC comme étant à base de "valves de type source de tension contrôlable" ou en anglais "converter with valves acting as controllable voltage source". Il est proposé pour la première

fois dans [21]. Cette technologie MMC présente de nombreux avantages comparativement à la technologie à 2 ou 3 niveaux :

- Une fréquence de commutation et des crêtes de tension de commutation plus petites, ce qui entraine la réduction des pertes globales ;

- Les filtres côté alternatif ne sont pas nécessaires si le nombre de niveaux est suffisamment important ;

- Une structure modulaire qui permet, d'une part, d'atteindre des tensions plus élevées et, d'autre part, d'améliorer la fiabilité en augmentant le nombre de sous-modules par demi-bras.

La première installation mise en service utilisant cette topologie : le projet Trans Bay Cable [22] avec une capacité de 400 MW/ ±200 kV. En 2015 plus d'une dizaine de liaisons HVDC utilisent des convertisseurs de ce type. La liaison HVDC-VSC la plus puissance au monde est en 2015 la liaison France-Espagne qui est composée de deux liaisons indépendantes de 1000MW chacune. Des réseaux à courant continu utilisant des convertisseurs MMC ont même été mis en service en 2014 en Chine [23]-[24].

II.3 Description de la topologie MMC

La Figure II-5 montre la configuration en trois phases de la topologie du MMC. Le MMC est composé de N SMs par demi-bras, ce qui se traduit par une tension phase-terre ayant une forme d'onde de (N + 1) niveaux. Le regroupement de plusieurs sous-modules en série forme un demi-bras. Coté alternatif, chaque phase est constituée de deux demi-bras. Des inductances Larm sont rajoutées en série dans chaque demi-bras afin de lisser le courant et de le limiter lors de défauts. Chaque SM est constituée d'un convertisseur en demi-pont tel que présenté dans Figure II-5. b. Il comprend principalement un condensateur C et deux IGBTs avec diodes antiparallèles (S1i et S2i). La commande de ces IGBTs permet ainsi de connecter et de déconnecter le condensateur sur le réseau.

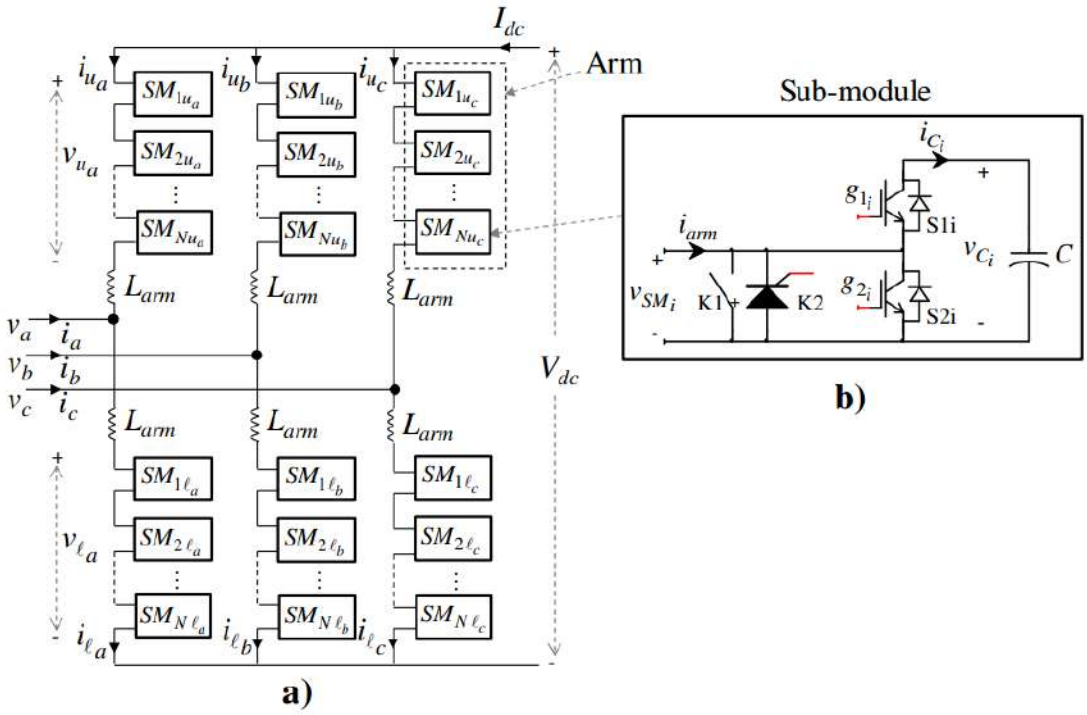


Figure II-5 : a) Topologie du MMC ; b) convertisseur en demi-pont du ième SM

Une forme d'onde type pour un MMC à 9 niveaux (c.à.d. 8 SMs/demi-bras) est présentée à la Figure II-6. La courbe bleue représente la tension de référence désirée et la courbe verte représente la tension réalisée du coté AC du convertisseur.

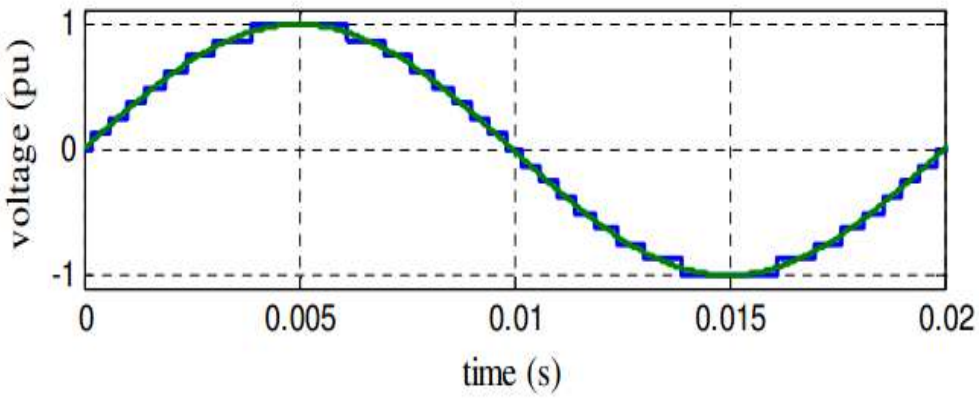


Figure II-6 : MMC-9 niveaux - Forme d'onde de la tension

Il convient de souligner, que le nombre de niveaux du MMC peut changer en fonction des constructeurs et en fonction de chaque projet d'installation. Pour le constructeur ABB, en général un MMC de 39 niveaux est disponible commercialement, quant aux constructeurs Siemens et Alstom Grid, des MMCs de plusieurs centaines de niveaux sont privilégiés.

Puisque les IGBTs sont contrôlables à travers les signaux des gâchettes g_{1i} et g_{2i} le SMs peut

Avoir trois états différents :

- Dans l'état ON : g_{1i} est allumée, g_{2i} est éteinte et la tension du SM est égale à la tension du condensateur.
- Dans l'état OFF : g_{1i} est éteinte, g_{2i} est allumée et v_{SMi}=0
- Dans l'état Bloqué : g_{1i} et g_{2i} sont éteintes et v_{SMi} dépend de la direction du courant de demi-bras (Iarm). Le condensateur peut se charger par S1i mais ne peut pas se décharger.

Selon la technologie d'IGBT utilisée dans un tel convertisseur, l'interrupteur mécanique à haute vitesse K1 (Figure II-5. b) est nécessaire pour améliorer la fiabilité du système en cas de défaillance du SM et le thyristor K2 est enclenché afin de protéger les diodes antiparallèles contre les courants de défaut élevés. Il convient de souligner que d'autres configurations de circuits SM existent, comme en pont complet et double-articulation-SM [25]. Toutefois, cette thèse se concentre uniquement sur la Configuration en demi-pont car elle est, actuellement, la plus largement répandue.

II.3.1 Les modèles EMT de convertisseurs MMC

La première liaison HVDC-VSC utilisant la technologie MMC a été mise en service en 2010 (Projet Trans Bay Cable). Depuis cette date, beaucoup de travaux ont été réalisés sur le développement de modèles de convertisseurs MMC plus particulièrement pour les outils de simulation de transitoires électromagnétiques (outils de type EMT). Le travail présenté en [26] propose une classification des modèles MMC sous la forme suivante :

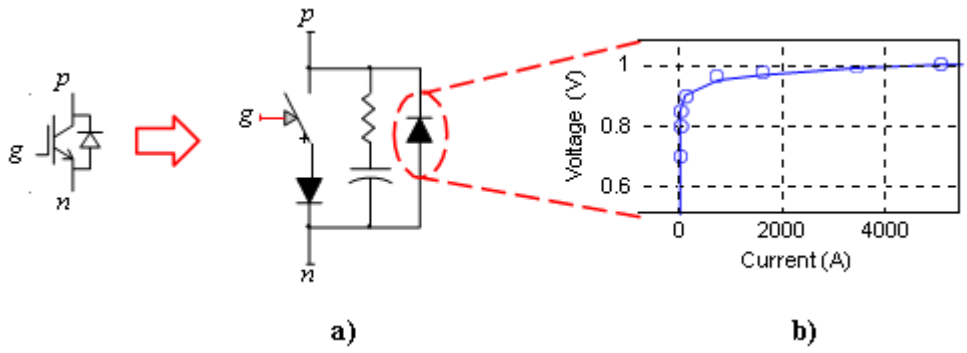
II.3.1.1 Modèle 1

Ce modèle est basé sur une représentation non-linéaire des composantes IGBT/Diode (voir Figure II-7). Il comprend un modèle de diode non linéaire placée en série avec un interrupteur (IGBT) afin d'assurer la conduction de courant dans un seul sens et une deuxième

diode placée en antiparallèle. Un circuit RC, appelé « snubber », est placé en parallèle avec l'interrupteur afin de compléter la représentation du composant. Les diodes non-linéaires sont modélisées par des résistances non-linéaires en utilisant la courbe V-I classique d'une diode. De ce fait, cette courbe peut être ajustée en fonction des données des constructeurs. Actuellement, c'est le modèle le plus complexe disponible dans les logiciels de type EMT.

Ce type de modèle [27] offre plusieurs avantages grâce à la modélisation détaillée de l'IGBT/Diode. Il reproduit le comportement non linéaire des événements de commutation (par diodes) permettant ainsi de tenir compte des pertes par conduction. Il permet également de simuler des conditions spécifiques, tels que les états bloqués, les détails des SMs, les défauts à l'intérieur des SMs et les différentes topologies de circuit des SMs. Notons que ce modèle pourrait être amélioré afin de mieux estimer les pertes dans les SMs et les pertes de commutation.

L'introduction de milliers de composants (le MMC de 401 niveaux comprend 4800 interrupteurs idéaux et 9600 diodes non-idéales) implique un effort de calcul très élevé et par conséquent, sauf dans les cas spécifiques mentionnés ci-dessus, cette approche de modélisation doit être utilisée principalement comme référence pour la validation et la mise au point des modèles simplifiés.



a) Représentation non-linéaire de l'IGBT/Diode b) Caractéristique d'unecourbe V-

Figure II-7 : Modèle #1

II.3.1.2 Modèle #2 – Modèle détaillé équivalent

Dans ce modèle, les composants semi-conducteurs des SMs sont remplacés par des résistances variables ON/OFF : R_{ON} (petite valeur en mΩ) et R_{OFF} (grande valeur en MΩ). Cette approche

Permet d'effectuer une réduction du demi-bras pour éliminer les nœuds électriques internes etainsi permettre la création d'un équivalent Norton pour chaque demi-bras du MMC [28] et [29]. La Figure II-8 montre la représentation de chaque SM. Les résistances variable $R_{1_i} et R_{2_i}$ sont contrôlées et utilisées pour remplacer les composantes IGTB/diodes. À l'aide de l'intégration trapézoïdale, chaque condensateur du SM est remplacé par une source de courant historique en parallèle avec une résistance (Figure II-8). La discrétisation d'un condensateur en utilisant la méthode d'intégration trapézoïdale :

$$\frac{dv_{Ci}}{dt} = \frac{i_{Ci}}{C} \tag{2.1}$$

$$i_{Ci}(t) = \frac{2C}{\Delta t} v_{C\,i}(t) - \frac{2C}{\Delta t} v_{C\,i}\,(t-\Delta t) - \frac{2C}{\Delta t} i_{Ci}(t-\Delta t) \tag{2.2}$$

Où Δt représente le pas de temps d'intégration numérique.

En simplifiant chaque SM comme dans la Figure II-8, un circuit équivalent Norton peut êtredéduit pour chaque demi-bras de MMC comme le montre la Figure II-9.

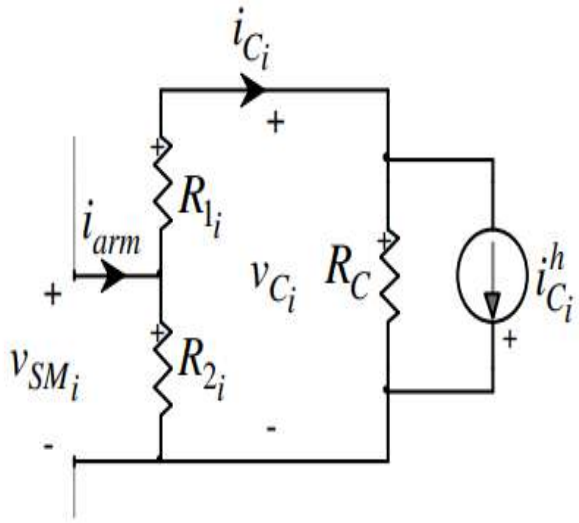


Figure II-8 : Discrétisation d'un SM avec les modèles d'IGBT/Diode simplifiés

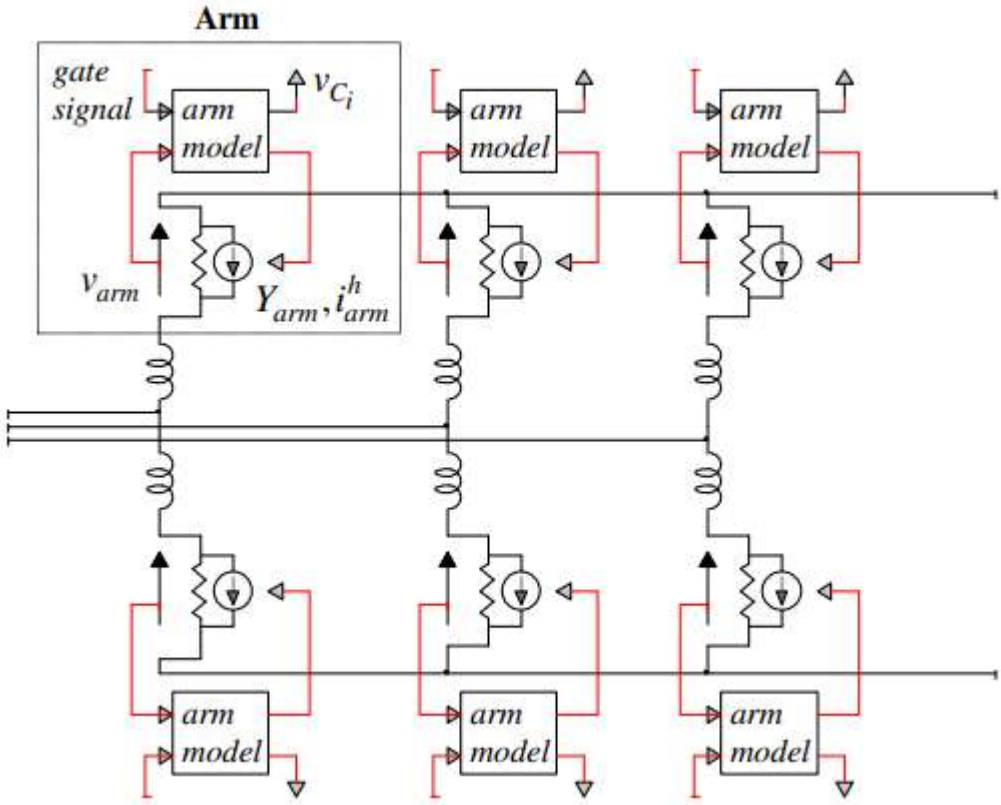


Figure II-9 : Modèle#2 - schéma du circuit principal

Les équations utilisées pour dériver l'équivalent Norton de chaque demi-bras du MMC sontrésumées dans le Tableau II-1. Au point b) du Tableau II-1, on voit que le calcul des états ON/OFF est direct puisqu'uniquement les valeurs des commandes des gâchettes sont nécessaires. Toutefois, lorsque l'état bloqué est activé, seules les diodes antiparallèles peuvent conduire. L'état de conduction des diodes dépend des variables courant et tension (voir Tableau II.1point b)). Puisque ces variables ne sont connues qu'à l'itération précédente (vSMi $(t-\Delta t)$ et, v_{C_i} $(t-\Delta t)$), le passage par zéro du courant provoquera des oscillations numériques. Une méthode itérative permet d'éviter ce problème [30]. Lorsque l'état bloqué est défini pour l'un des SMs et le changement d'état de conduction de l'une des diodes est détecté, un processus itératif est déclenché au pas de temps présent afin de trouver les états de conduction. De plus, l'intégration trapézoïdale est remplacée par la méthode Back Ward Euler pour les prochains deux demi pas de temps (voir Figure II-10). Ce changement de méthode d'intégration permet d'éliminer les oscillations numériques inévitables lorsque des discontinuités apparaissent et que la méthode d'intégration trapézoïdale est utilisée

a) Récupérer la tension du demi-bras à partir de la solution du réseau etcalculer le courant du demi-bras :

$i_{arm}(t) = v_{arm}(t).\, Y_{arm}(t-\Delta t) + i^{h}_{arm}(t-\Delta t)$ (Voir Figure II-9)

b) Pour chaque SM, fixer les valeurs $R1_i$ et $R2_i$ en fonction de signaux des gâchettes, la direction du courant de demi-bras et les tensions de SM et du condensateur :

if (SM_i = =ON_state) $\{R1_i = R_{ON}\,;\, R2_i = R_{OFF}\}$

elseif (SM_i = =OFF_state) $\{R1_i = R_{OFF}\,;\, R2_i = R_{ON}\}$

elseif (SM_i = =BLOCKED_state) $\{$

$if\big((i_{arm}(t) > 0)\&\&(v_{SMi}(t-\Delta t) > v_{Ci}(t-\Delta t)\big)\{R_{1i} = R_{ON}; R_{2i} = R_{OFF}\}\, R_{1i} = R_{ON}; R_{2i} = R_{OFF}$

$if\big((i_{arm}(t) < 0)\&\&(v_{SMi}(t-\Delta t) < 0\big)\{R_{1i} = R_{OFF}; R_{2i} = R_{ON}\}$

else % High impedance mode

$\{R1_i = R_{ON}\,;\, R2_i = R_{OFF}\}\}$

b) Calculer les tensions et les courants des condensateurs de chaque SM :

$i_{Ci}(t) = i_{arm}(t) - \frac{v_{R2i}}{R_{2i}}$ $;v_{Ci}(t) = \big(i_{Ci}(t) - i^{h}_{Ci}(t)\big)R_C$

d) Calculer l'équivalent de Thevenin de chaque SM :

$R_{SMi}(t) = \frac{R_{2i}(R_{1i}+R_C)}{R_{2i}+R_{1i}+R_C}$ $;v^{h}_{SMi}(t-\Delta t) = R_{SMi}(t)\left(\frac{R_C}{R_C+R_{1i}}\right) i^{h}_{Ci}(t-\Delta t)$

e) Calculer les tensions de chaque SM :

$$V_{SMi}(t) = i_{arm}(t)R_{SMi}(t) + v^{h}_{SMi}(t-\Delta t)$$

f) Calculer et envoyer les variables de l'équivalent Norton (FigureII-9):

$$Y_{arm}(t) = 1/\left(\sum_{i=1}^{N} R_{SMi}(t)\right)$$

$$v^{h}_{arm}(t-\Delta t) = \left(\sum_{i=1}^{N} V^{h}_{SMi}(t)\right)(t-\Delta t)$$

$$i^{h}_{arm}(t-\Delta t) = v^{h}_{arm}(t-\Delta t).\, Y_{arm}(t)$$

Tableau II-1 : Modèle#2 - algorithme du demi-bras du MMC

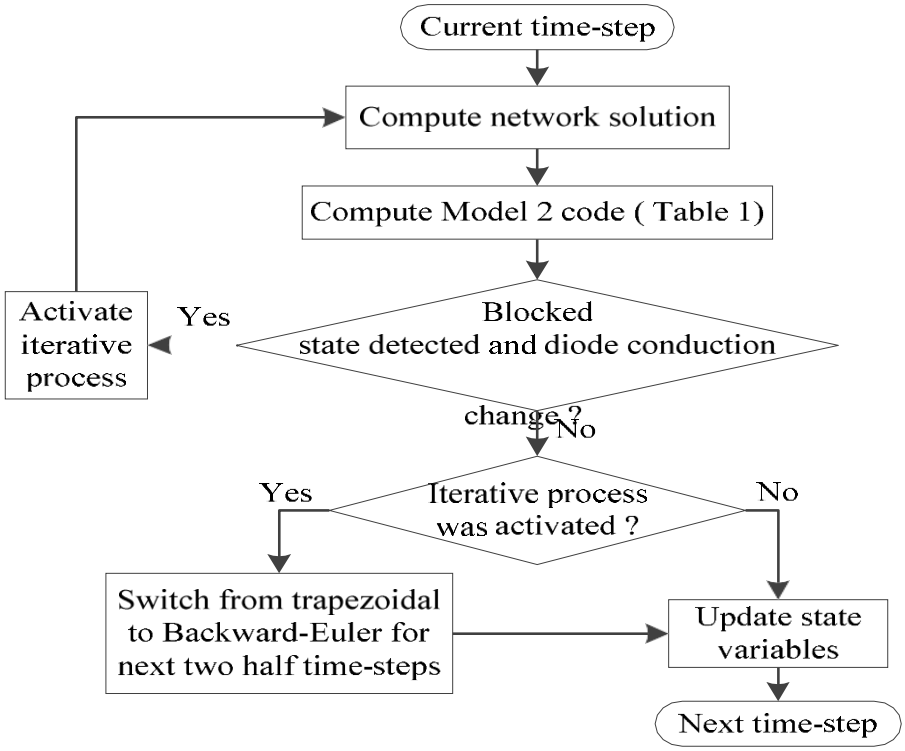


Figure II-10 : Modèle#2 - diagramme bloque d'un demi-bras

II.3.1.3 Modèle #3 – Fonction de commutation d'un demi-bras

Dans ce modèle, chaque demi-bras du MMC est simplifié en utilisant le concept de la fonction de commutation d'un convertisseur en demi-pont

Pour les états ON/OFF d'un sous-module, deux modes de fonctionnement existent (voir Tableau 3-2). En supposant uniquement des pertes linéaires par conduction dans les IGBT/diode, le modèle peut être représenté de la façon suivante : Tableau II-2 : Fonction de commutation d'un sous-module

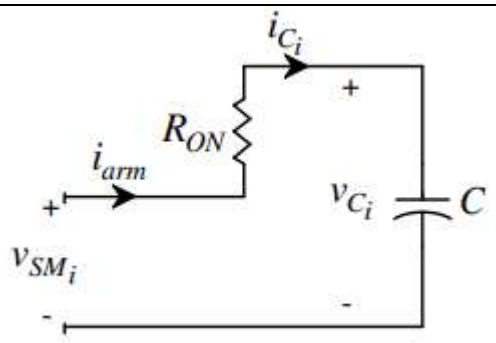
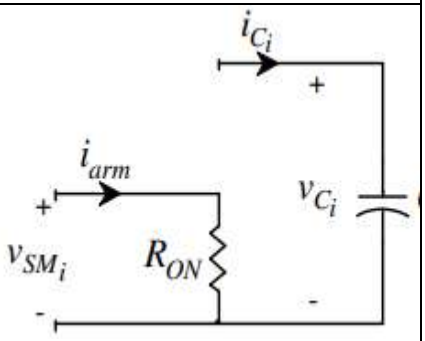
$g_{1i=1}\ et\ g_{2i=0(SM\ state=ON)}$	$g_{1i=0}\ et\ g_{2i=1(SM\ state=OFF)}$
	
$S_i = 1$ $v_{SM_i} = v_{C_i} + R_{ON}\ i_{arm}$ $i_{arm} = i_{C_i}$	$S_i = 0$ $Vsmi = R_{ON}\ i_{arm}$ $C\frac{dv_{Ci}}{dt} = i_{Ci} = 0\ v_{Ci} = cste$

Tableau II-2 : Fonction de commutation d'un sous-module

Soit S_i la fonction de commutation qui prend la valeur 0 lorsque l'état de SM est OFF et 1 quandil est ON. Pour chaque SM on peut donc écrire :

$$v_{SMi} = S_i\ v_{C\,i} + R_{ON}\ i_{arm} \qquad (2.3)$$

$$i_{Ci} = S_i\ i_{arm}$$

Les convertisseurs en demi-pont sont non-réversibles en tension. Afin d'éviter des tensions négatives, une diode D est ajoutée en parallèle avec le condensateur équivalent (Figure II-11).

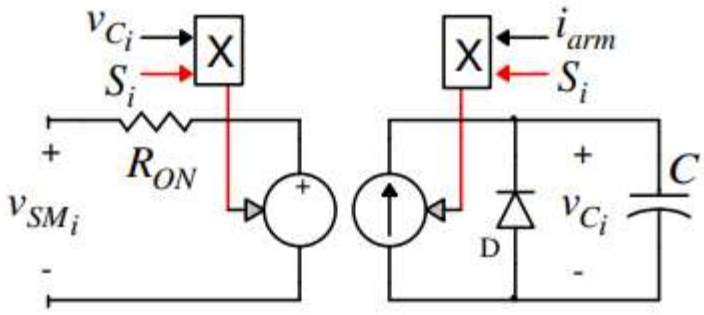


Figure II-11 : Modèle d'une fonction de commutation d'un convertisseur à demi-pont

En supposant que les tensions des condensateurs de chaque demi-bras sont équilibrées, les valeurs moyennes des tensions des condensateurs sont égales. De plus, en négligeant les différences de tension entre les condensateurs, l'hypothèse suivante peut être faite [31] et [32] :

$$V_{c1} = V_{c2} = \cdots = V_{ci} = \frac{V_{c_{tot}}}{N} \tag{2.4}$$

Où $V_{c_{tot}}$ représente la somme de toutes les tensions des condensateurs d'un demi-bras. La précision de l'hypothèse (2.4) augmente lorsque le nombre de SMS par demi-bras augmente et/ou lorsque les amplitudes de fluctuation des tensions de condensateur diminuent. Cette hypothèse permet de déduire une capacité équivalente pour chaque demi-bras :

$$C_{arm} = \frac{C}{N} \tag{2.5}$$

En définissant la fonction de commutation d'un demi-bras comme suit :

$$\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} S_i = S_n \tag{2.6}$$

Les fonctions de commutation suivantes peuvent être calculées pour chaque demi-bras quand les SMs sont à ON / OFF :

$$\begin{cases} \mathrm{v_{arm}} = \mathrm{s_n v_{C_{tot}}} + (\mathrm{N R_{ON}})\mathrm{i_{arm}} \\ \mathrm{i_{C_{tot}}} = \mathrm{s_n i_{arm}} \end{cases} \tag{2.7}$$

Où $\boldsymbol{v_{arm}}$ et $\boldsymbol{i_{arm}}$ représentent respectivement la tension et le courant du demi-bras. Lorsque tous les SMS sont à l'état bloqué, chaque demi-bras du MMC peut être simplement représenté par un équivalent d'un demi-pont à diode connecté à la capacité équivalente (Figure II-12. B).

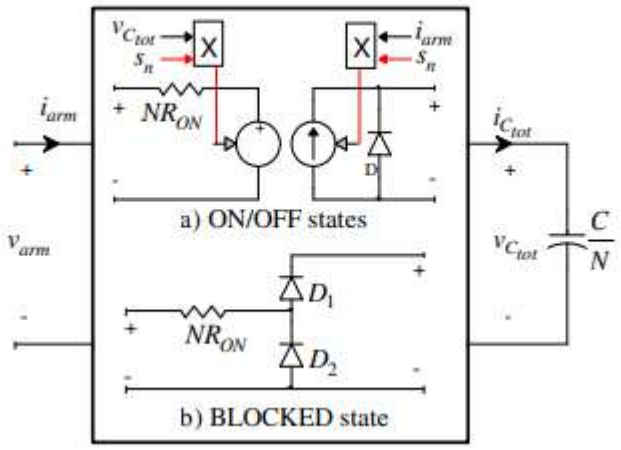


Figure II-12 : Modèle#3 : (a) modèle pour l'état ON/OFF, (b) modèle pour l'état bloqué

En simplifiant chaque demi-bras par ce modèle en fonction de commutation, les SMs ne sont plus représentés. Cela signifie que le contrôle d'équilibrage des tensions de condensateur dans chaque demi-bras ne peut plus être étudié avec cette approche. Cependant, les courants différentiels (2.15), le courant circulaire et les pertes en conduction peuvent être pris en compte. Par ailleurs, l'énergie interne stockée dans chaque demi-bras du MMC peut être considérée, ce qui est utile pour les stratégies de système de contrôle basé sur l'équilibrage des énergies du MMC [33].

Puisque ce modèle comprend deux modèles de circuits (voir Figure II-12), sa mise en œuvre dans les programmes de type EMT doit être développé sous forme de code pour augmenter les performances de calcul. Selon les états de chaque demi-bras, le circuit adéquat est interfacé avec le réseau principal.

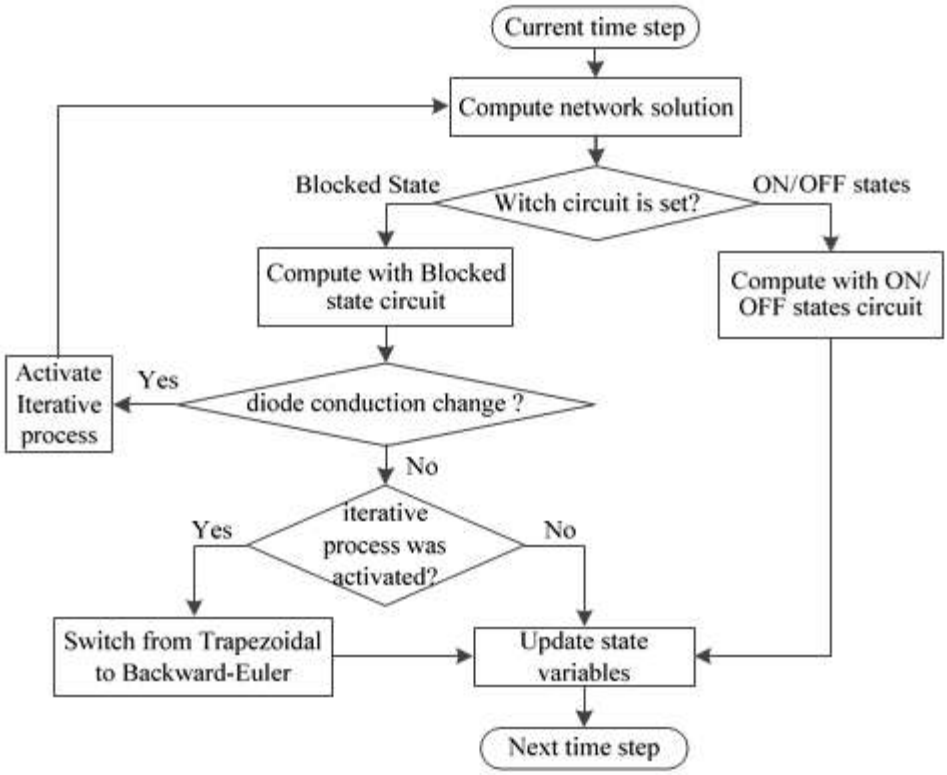


Figure II-13 : Modèle#3 : diagramme bloque d'un demi-bras

II.3.1.4 Modèle #4 – Modèle en valeur moyenne (AVM)

Dans la modélisation en valeur moyenne (AVM), les IGBTs et les diodes antiparallèles ne sont plus explicitement représentés et le comportement du MMC est modélisé à l'aide de sources de tension et courant contrôlées. Dans cette section, trois étapes sont présentées afin déduire le modèle le plus simple. Dans chaque étape une hypothèse supplémentaire est rajoutée afin de simplifier le modèle. De ce fait, chacune de ces étapes peut constituer un modèle en soi.

II.3.1.4.1 Étape #1

À partir de la figure II-5, pour chaque phase (j = *a*, *b*,*c*), les équations suivantes peuvent être dérivées :

$$\frac{V_{dc}}{2} = v_{uj} + L_{arm}\frac{di_{uj}}{dt} + R_{arm}i_{uj} + v_j \quad (2.8)$$

$$\frac{V_{dc}}{2} = v_{\ell} + L_{arm}\frac{di_{\ell j}}{dt} + R_{arm}i_{\ell j} + v_j \quad (2.9)$$

La soustraction et l'addition de ces deux équations ci-dessus donnent :

$$v_j - \frac{v_{\ell j} - v_{uj}}{2} = \frac{L_{arm}}{2}\frac{d(i_{\ell j} - i_{uj})}{dt} + \frac{R_{arm}}{2}\left(i_{\ell j} - i_{uj}\right) \quad (2.10)$$

$$V_{dc} - \left(v_{uj} + v_{\ell j}\right) = L_{arm}\frac{d(i_{uj} + i_{\ell j})}{dt} + R_{arm}\left(i_{uj} + i_{\ell j}\right) \quad (2.11)$$

À partir de la loi des mailles :

$$i_j = i_{\ell j} - i_{uj} \quad (2.12)$$

Et en définissant les changements de variables suivants :

$$v_{conv_{dc\ j}} = v_{uj} + v_{\ell j} \quad (2.13)$$

$$v_{conv_{ac\ j}} = \frac{v_{\ell j} - v_{uj}}{2} \quad (2.14)$$

$$i_{diff_j} = \frac{i_{uj} + i_{\ell j}}{2} \quad (2.15)$$

Où i_{diff_j} représente le courant différentiel de chaque phase.

Les équations de découplage entre AC et DC sont déduites en insérant (2.13), (2.14) et (2.15) dans (2.11) et (2.10) :

$$v_j - v_{conv_{acj}} = \frac{L_{arm}}{2}\frac{di_j}{dt} + \frac{R_{arm}}{2}i_j \quad (2.16)$$

$$v_{dc} - v_{conv_{dc\ j}} = 2v_{diff_j} = 2L_{arm}\frac{di_{diff_j}}{dt} + 2R_{arm}i_{diff\ j} \quad (2.17)$$

Par ailleurs, en reprenant l'équation (2.7) développée pour Modèle #3, en négligeant les pertes par conductions (c.à.d. R_{ON}=0) et les harmoniques générées par les commutations (c.à.d. $\alpha_{u,\ell\ j} \cong s_{u,\ell\ j}$), l'équation se simplifie de la façon suivante :

$$\begin{cases} v_{u,\ell\, j} = \alpha_{u,\ell\, j}\, v_{Ctot_{u,\ell\, j}} \\ i_{Ctot_{u,\ell\, j}} = \alpha_{u,\ell\, j} i_{u,\ell\, j} \end{cases} \quad (2.18)$$

Où $\alpha_{u,\ell\, j}$ représente le rapport cyclique d'un demi-bras qui peut varier dans l'intervalle [0;1].

L'échange de puissance dans chaque demi-bras s'écrit :

$$\begin{cases} v_{uj} i_{uj} = v_{Ctot_{uj}}\, i_{Ctot_{uj}} \\ v_{\ell_j} i_{\ell_j} = v_{Ctot_{\ell j}}\, i_{Ctot_{\ell j}} \end{cases} \quad (2.19)$$

Et l'équation du condensateur équivalent de chaque demi-bras :

$$C_{arm} \frac{dv_{Ctot_{u,\ell\, j}}}{dt} = i_{Ctot\ u,\ell\, j} \quad (2.20)$$

Si le système de contrôle fonctionne correctement, on peut prendre l'hypothèse que :

$$\frac{v_{Ctot_{u\, j}} + v_{Ctot_{\ell\, j}}}{2} = \bar{v}_{Ctot\ j} \quad (2.21)$$

où $\bar{v}_{Ctot\ j}$est la tension moyenne des deux demi-bras d'une phase.

On définit de nouveaux rapports cycliques $\alpha_{dc\, j}$et $\alpha_{ac\, j}$de la manière suivante :

$$\alpha_{dc\, j} = \alpha_{\ell\, j} + \alpha_{uj} \quad (2.22)$$

$$\alpha_{ac\, j} = \left(\alpha_{\ell\, j} - \alpha_{u\, j}\right)/2 \quad (2.23)$$

En insérant les changements de variables (2.13) -(2.14) dans (2.18) et en utilisant les nouveaux rapports cycliques (2.22) et (2.23), des nouvelles fonctions sont déduites :

$$v_{conv_{ac\, j}} = \alpha_{ac\, j} \bar{v}_{Ctot\ j} \quad (2.24)$$

$$v_{conv_{dc\, j}} = \alpha_{dc\, j} \bar{v}_{Ctot\ j} \quad (2.25)$$

a combinaison de l'hypothèse (2.21) avec (2.18) et (2.20) et l'addition des équations des demi bras supérieur et inferieur donne :

$$2C_{arm}\frac{d\bar{v}_{Ctot\,j}}{dt} = \alpha_{uj}i_{uj} + \alpha_{\ell j}i_{\ell j} \tag{2.26}$$

L'équation précédente (2.26) est ensuite combinée avec (2.22), (2.23) et (2.15) pour donner :

$$2C_{arm}\frac{d\bar{v}_{Ctot\,j}}{dt} = \alpha_{dcj}i_{diffj} + \alpha_{acj}i_j \tag{2.27}$$

Les équations ainsi obtenues (2.16), (2.17), (2.25), (2.24) et (2.27) peuvent être représentées sous-forme d'un circuit équivalent :

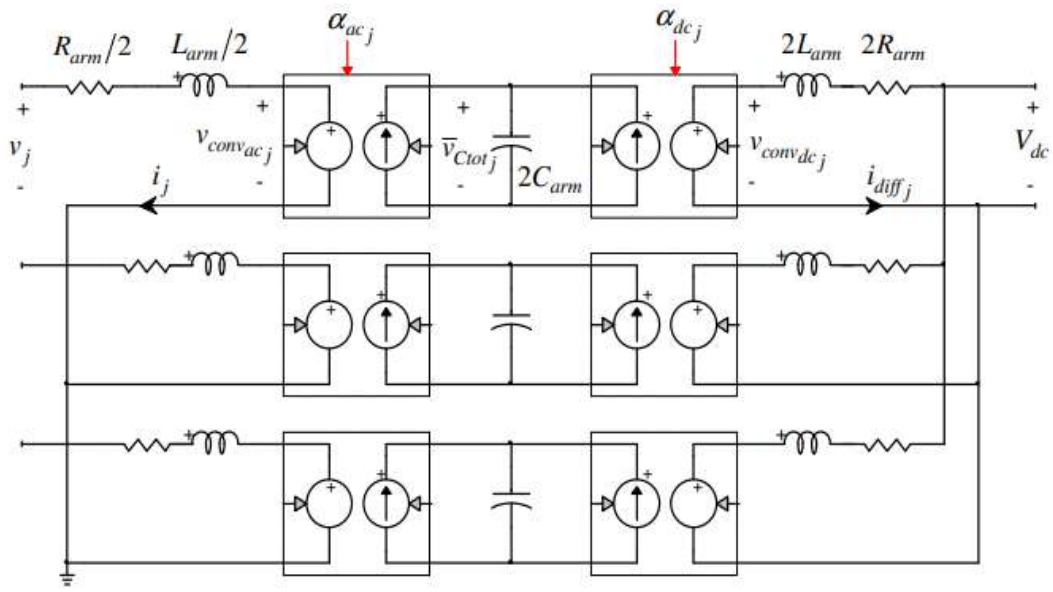


Figure II-14 : Circuit équivalent du MMC - Étape #1

Notons que $\alpha_{ac\,j}$ est alternatif et $\alpha_{dc\,j}$ est essentiellement continu. La Figure II-14 met en évidence le fonctionnement en mode découplé entre les côtés AC et DC. Les équations développées ci-dessus montrent que différents points de consignes peuvent être appliqués entre v_{dc} et $\bar{v}_{Ctot\,j}$.

II.3.1.4.2 Étape #2

Le modèle représenté dans la Figure II-14 peut être simplifié si on prend l'hypothèse que :

$$\frac{\bar{v}_{Ctot_a}+\bar{v}_{Ctot_b}+\bar{v}_{Ctot_c}}{3} = \bar{v}_{Ctot3} \tag{2.28}$$

$$a_{dc_j} = a_{dc_3} \tag{2.29}$$

Ces deux hypothèses dépendent essentiellement du mode d'opération du contrôleur : (2.28) considère que le réglage des puissances moyennes des trois-phases du MMC est équilibré et

(2.29) part de l'hypothèse que les composantes continuent des rapports cycliques générées (a_{dc_j}) par le contrôleur sont égales. Grace à ces deux hypothèses, l'équation (2.25) devient :

$$\bar{v}_{conv_{dc3}} = a_{dc_3}\bar{v}_{Ctot3} \tag{2.30}$$

En insérant (2.28), (2.29) et (2.30) dans (2.17), on obtient :

$$v_{dc} - \bar{v}_{conv_{dc3}} = 2L_{arm}\frac{di_{diff_j}}{dt} + 2R_{arm}i_{diff_j} \tag{2.31}$$

Les courants i_{diff_j} de chaque phase dans l'équation ci-dessus sont donc forcément égaux. D'où :

$$i_{diff_j} = \bar{\imath}_{diff_j} = \frac{I_{dc}}{3} \tag{2.32}$$

Et la nouvelle équation d'état du côté DC devient :

$$v_{dc} - \bar{v}_{conv_{dc3}} = \frac{2}{3}L_{arm}\frac{dI_{dc}}{dt} + \frac{2}{3}R_{arm}I_{dc} \tag{2.33}$$

Le nouveau circuit équivalent, qui est décrit par les équations (2.16), (2.24), (2.30) et (2.33), est schématisé dans la Figure II-15

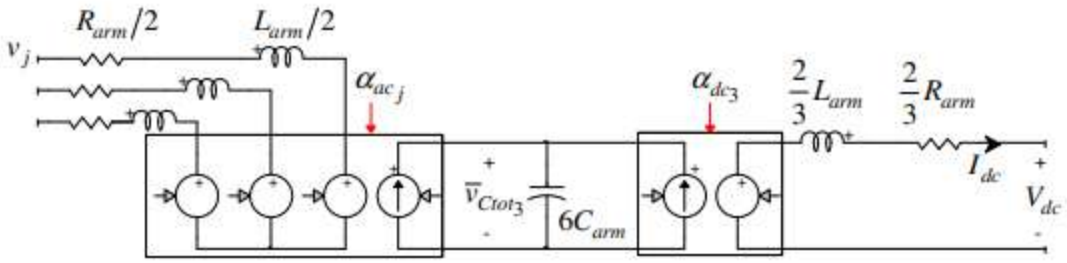


Figure II-15 : Circuit équivalent du MMC - Étape #2

À partir de la Figure II-15, on remarque que le comportement en valeur moyenne d'un MMC peut être représenté par un convertisseur AC/DC jumelé avec un convertisseur DC/DC via un condensateur équivalent

Il convient de souligner que a_{dc_3} et a_{ac_j} sont indépendants tant que les conditions aux limites suivantes sont respectées. Pour un MMC avec une topologie des SMs en demi-pont, les rapports cycliques α_u et α_ℓ sont bornés entre

$0 \leq \alpha_{\ell,\, u} \leq 1$. En insérant les équations (2.22) et (2.23), les conditions aux limites suivantes sont déduites :

$$2|a_{ac}| \leq a_{dc} \leq 2(1_|a_{ac}|) \tag{2.34}$$

$$0 \leq |a_{ac}| \leq \frac{a_{dc}}{2} \tag{2.35}$$

II.3.1.4.3 Étape #3

Le circuit équivalent de la Figure II-15 peut être encore simplifié dépendamment du système de contrôle. Dans le cas où le fonctionnement d'un MMC ne requiert pas un découplage entre v_{dc} et $\bar{v}_{Ctot3}$ la variation du rapport cyclique a_{dc_3} devient égale à 1 et la transformation idéale DC/DC peut être supprimée. Le nouveau circuit simplifié devient :

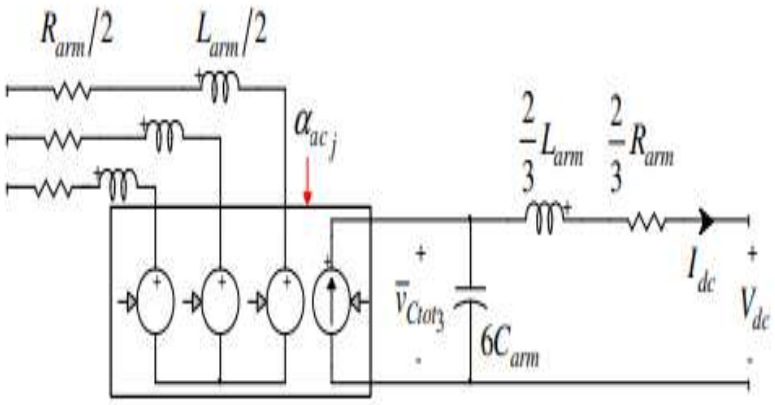


Figure II-16 : Circuit équivalent du MMC - Étape #3

On retrouve ainsi la similitude entre le modèle AVM présenté dans la Figure II-16 et les modèles AVM développés pour les VSC 2-3 niveaux [34]. La différence principale entre le modèle présenté à la Figure II-16 et les modèles AVM utilisés pour les convertisseurs VSC 2-3 niveaux se trouve uniquement du côté DC. En effet, pour la technologie MMC, une inductance et une résistance équivalentes sont incluses, ce qui n'est pas le cas des VSC classiques.

Lors d'un défaut DC, les SMs du MMC sont bloqués, et le convertisseur devient équivalent à un redresseur triphasé à diodes. Cependant, puisqu'uniquement l'équivalent triphasé du MMC est représenté, la représentation du convertisseur par un redresseur triphasé à diodes ne peut être représentée correctement. Afin de tenter d'imiter ce comportement, l'équivalent du condensateur peut être déconnecté et la source de courant court-circuitée, comme illustré à la Figure II-17.

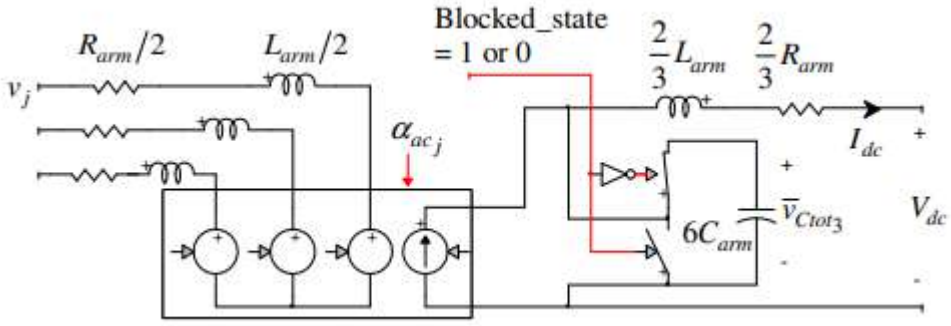


Figure II-17 : Modèle#4 incluant le système de blocage des SMs

II.4 Configuration typique d'une station MMC

La configuration typique d'une station MMC est présentée à la Figure II-18. Elle est composée de :

• Disjoncteur AC (AC breaker) qui permet le raccordement et le déclenchement de la station avec le réseau alternatif.

• Transformateur ayant un enroulement YD pour garantir une isolation galvanique entre le réseau et la station de conversion.

• Disjoncteur en parallèle avec une résistante de quelques kΩ placés entre le coté secondaire du transformateur et le convertisseur. La résistance est utilisée lors du démarrage de la station, afin d'éviter des appels de courant très élevés lors du chargement des condensateurs du MMC. Quand la station est en opération normale, cette résistance est court-circuitée par le disjoncteur « converter breaker ».

• Une inductance (quelques kH) et une résistance (quelques kΩ) en étoile est connectée à la terre (Star point reactor) afin d'obtenir une référence à la terre du coté secondaire du transformateur.

• Convertisseur MMC dont la structure interne dépend de chaque constructeur.

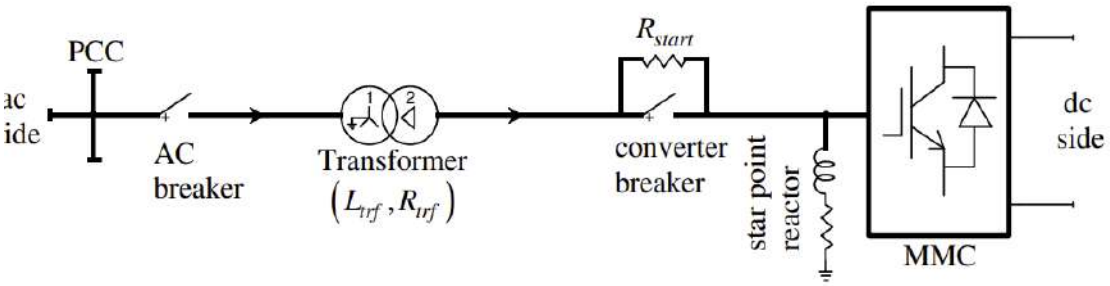
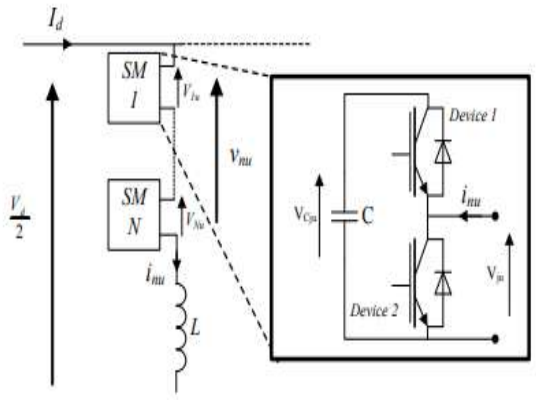


Figure II-18 : Configuration d'une station MMC typique

II.4.1 Etude de la structure de base de la MMC

La version de base de la structure MMC est composée de cellules uniques (Figure II-19). Le signal de modulation Le signal de modulation donné dans (2.36)

considère ω0 comme la fréquence fondamentale et cos(φ) comme le facteur de puissance. Facteur de puissance. Les branches négatives et positives ont un rapport cyclique (2.37) et (2.38), complémentaire entre elles.



$$K(x) = Msin(w_0+\varphi);0<M<1 \quad (2.36)$$

$$f_{n=}\frac{1-K(t)}{2} \quad (2.37)$$

$$f_{P=}a_p = 1-f_n(t) \quad (2.38)$$

Figure II-19 : Cellule simple adoptée pour la structure MMC

A partir des hypothèses données pour les cellules élémentaires dans (1) et (10) et sur la base de considération du rapport de modulation supposé pour la cellule élémentaire, les tensions et les courants de branche courants de branche pour la phase u sont réalisés dans (2.39) et (2.40), la partie positive est symétrique à la partie négative. La présence d'une composante harmonique secondaire est confirmée dans les travaux [35] - [36] et est mise en évidence comme suit.

$$\begin{cases} v_{un}(t) = \frac{1}{2}V_d(1 - M\sin(\omega_0\, t - \varphi)) + \frac{V_{2f}}{2}\sin(2\omega_0\, t - \varphi) \\ v_{up}(t) = \frac{1}{2}V_d(1 + M\sin(\omega_0\, t - \varphi)) + \frac{V_{2f}}{2}\sin(2\omega_0\, t - \varphi) \end{cases} \quad (2.39)$$

$$\begin{cases} i_{un}(t) = I_0 + \frac{I_1}{2}\sin(\omega_0\, t) + I_{2f}\ \cos\ (2\omega_0\, t - \varphi) \\ i_{up}(t) = I_0 - \frac{I_1}{2}\sin(\omega_0\, t - \varphi)) + I_{2f}\ \cos\ (2\omega_0\, t - \varphi) \end{cases} \quad I_0 = \frac{I_d}{3} \quad (2.40)$$

Chaque courant de branche est composé de trois termes :

-La composante DC, qui suit le flux indiqué dans la Figure II-20 a)

-The AC component at the fundamental frequency; according to the flow depicted in Figure II-20 b), each branch conducts half of the phase output current

-La composante harmonique 2, qui est conservée dans les branches (Figure II-20 c)) et représente l'équilibre énergétique entre la branche négative et la branche positive pour chaque phase [37]-[36]. De plus, ce composant ne circule pas du côté du courant continu parce qu'il est une séquence négative.

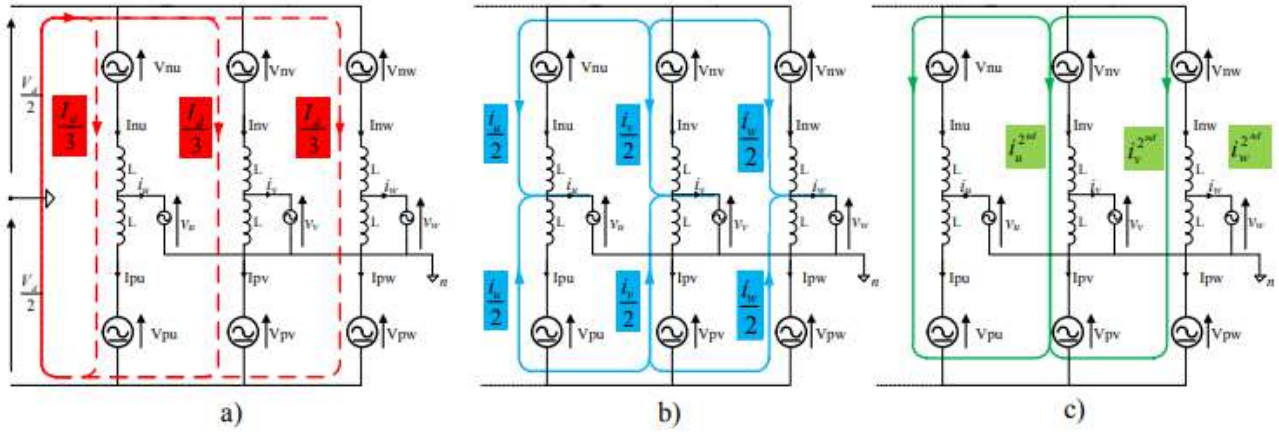


Figure II-20 : circulation du courant dans la structure MMC

L'étude du système a été menée en faisant deux hypothèses différentes selon l'approche de contrôle du courant alternatif considérée. Les deux cas sont décrits ci-dessous :

-L'imposition du courant alternatif de sortie permet de contrôler le système en considérant le courant alternatif de sortie i_u. Dans ce cas, il n'est pas possible de réguler les courants de branche composés également par la composante harmonique 2ème, qui doit être pris en compte dans l'étude (Figure II-21). Dans cette hypothèse, une méthode pour le dimensionnement des composants passifs est donnée et, en considération d'une étude de cas, des simulations ont été réalisées.

-L'imposition du courant de branche opère directement sur les courants de branche inu et ipu et suppose la tension AC imposée du côté de la sortie AC. Dans ce cas, il est possible d'obtenir le courant de sortie alternatif désiré et de supprimer les composantes harmoniques secondaires (figure II-22). Les paramètres de dimensionnement sont donnés dans l'étude, et une fois de plus, les résultats de la simulation ont validé l'étude

En imposant le courant de sortie alternatif

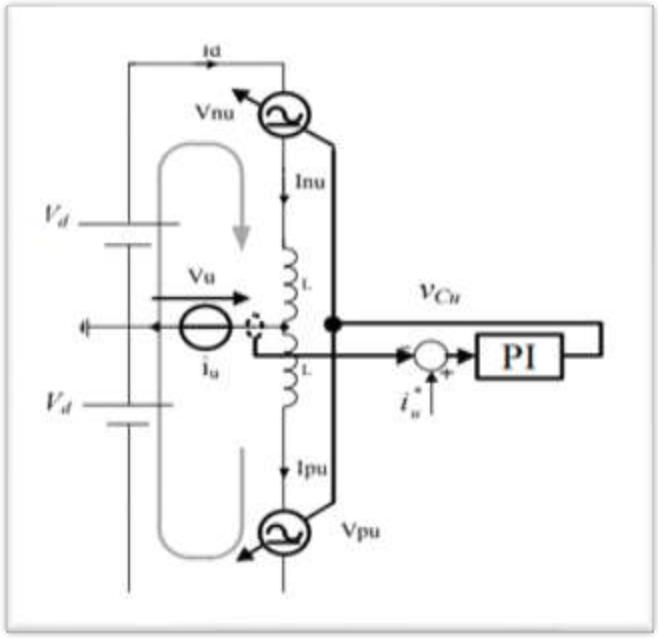


Figure II-21 : Circuit élémentaire de la MMC

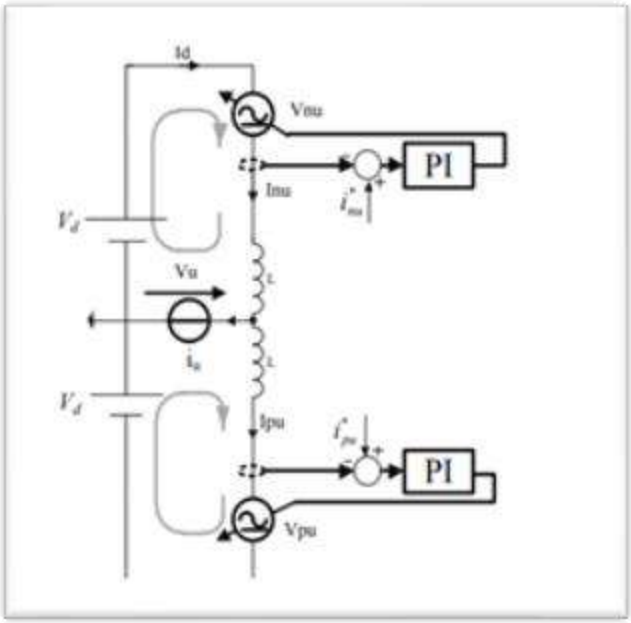


Figure II-22 : MMC élémentaire en imposant chaque courant de branche

II.4.3 Avantages :

1) La MMC a de meilleures performances par rapport aux autres topologies VSC.

2) Le principal problème lié aux grands pas dv/dt dans les niveaux de tension peut être réduit avec des petits pas sur les côtés AC.

3) La MMC a la capacité de bloquer les défauts. qui supprime le courant de défaut.

4) Pour les commandes de moteurs à moyenne tension, la MMC fournit une faible distorsion et permet un fonctionnement efficace du moteur.

5) L'utilisation d'IGBTs à bas prix disponibles dans le commerce avec une puissance minimale réduit le coût des convertisseurs.

6) Les sous-modules MMC réduisent les niveaux d'harmoniques. Ce qui élimine le besoin de filtres de grande taille.

II.4.4 Inconvénients :

La complexité des stratégies de contrôle augmente avec des niveaux élevés de convertisseurs et nécessite davantage capteurs pour le traitement des données. de grande taille et de grande audience [38]. Les problèmes de dv/dt à pas élevés peuvent être minimisés grâce à sa capacité à produire des variations de tension relativement fines de tension. En tant que MMC, il est également capable de produire des courants alternatifs sans harmoniques. Ainsi, ce convertisseur agit comme un convertisseur multiniveau et multifonctionnel et peut être fiable, modulaire et évolutif pour les applications HVDC

II.5 Conclusion :

Ce chapitre présente la liaisons HVDC-VSC et les différentes topologies de convertisseur disponibles ont été présentés : VSC-2 niveaux, VSC-NPC 3-niveaux et VSC-MMC multi-niveaux. La topologie MMC est laplus avantageuse et prédomine déjà les prochaines installations de liaison HVDC-VSC dans le monde. Les principes de fonctionnement du MMC et son modelé

CHAPITRE III

Fonctionnement et modélisation des systèmes VSC-HVC

Dans cette partie nous présentons la conception des stratégies de contrôle pour le système de transmission HVDC à base de VSC.

Ensuite, sont décrits les différents éléments élémentaires qui constituent un réseau maillé HVDC ainsi que leur modélisation. L'originalité de cette modélisation repose sur le fait que les éléments sont modélisés indépendamment les uns des autres et peuvent ensuite être assemblés sous MATLAB-Simulink pour générer la topologie du réseau HVDC désiré.

Le but de ce chapitre est de présenter une étude sur le convertisseur à source de tension contrôlée par courant ("MLI -VSC") qui a la capacité de fournir une forme d'onde d'entrée de courant alternatif sinusoïdale avec un facteur de puissance unitaire et de réguler la tension de sortie en courant continu.

III.1 Principe de fonctionnement et configuration d'un système VSC-HVDC

Le principe de fonctionnement peut être résumé comme suit :

Le système VSC-HVDC est composé de deux convertisseurs de type VSC à base de semi-conducteurs (IGBT), l'un fonctionne en redresseur injectant de la puissance active dans le système DC. L'autre fonctionne en onduleur en extrayant de la puissance active à partir de la liaison HVDC et en l'injectant dans le réseau AC. Ces rôles peuvent être inversés en changeant la direction du courant. Est deux convertisseurs sont reliés par un bus à courant continu. La figure III.1 montre la puissance continue transitée par l'intermédiaire d'un câble de transmission. Le VSC peut fonctionner de façon capacitive ou inductive dans les deux modes : onduleur ou redresseur. Les systèmes VSC-HVDC peuvent augmenter la stabilité de la transmission, réduire les pertes de réseau et empêcher la propagation des défauts.

L'avantage majeur de la transmission VSC est sa capacité à contrôler indépendamment la puissance réactive dans les deux terminaux

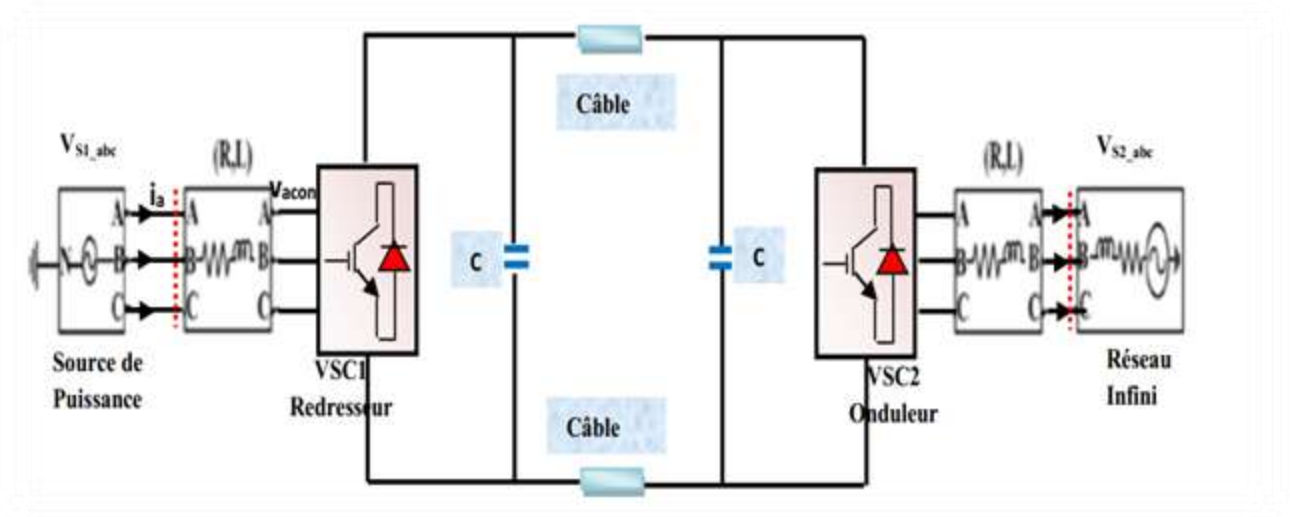


Figure III-1: Schéma d'un système VSC-HVDC.

La direction du flux de puissance est déterminée par la direction du courant continu. Dans la figure III.1 le courant et le flux de puissance circulent de la station VSC1 (terminal émetteur ou redresseur) vers la station VSC2 (terminal récepteur ou onduleur).

III.1.1 Fonctionnement de base d'un VSC

On considère le circuit simple à deux bus comme montre la figure III.2. Les puissances actives et réactives sont déterminées par l'inductance équivalente X entre la source et le convertisseur ainsi que par l'amplitude et l'angle entre les deux vecteurs de tension.

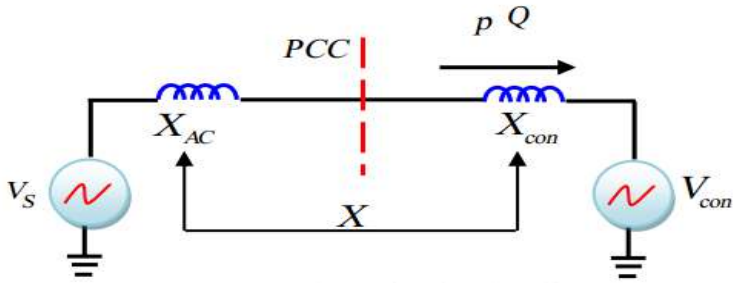


Figure III-2 : Schéma de principe d'un VSC.

À partir de la source vers le convertisseur, les puissances actives et réactives transférées sont données par les relations suivantes :

$$P=\frac{V_S V_{con}}{X}\sin(\partial) \quad (3.1)$$

L'équation (3.1) décrit la puissance active échangée entre le convertisseur VSC et le réseau AC.

Où V_s est la tension de la source du système AC, Vcon est la tension aux bornes du convertisseur VSC, X est la réactance reliant le système AC au VSC et ∂ indique l'angle de tension entre le système AC et le VSC.

La puissance réactive échangée entre le convertisseur VSC et le réseau AC est décrite par l'équation :

$$Q=\frac{V_S\, V_{con}\cos(\partial)-V}{X} \quad (3.2)$$

À partir de ces équations on peut voir qu'à travers le contrôle de l'angle de déphasage et l'amplitude de la tension du convertisseur, il est possible de réguler la puissance active et réactive respectivement, à un point de fonctionnement désiré.

Toute différence d'amplitude entre les tensions du réseau et du convertisseur se traduit par un échange avec le réseau de puissance réactive. Toute différence de phase entre les tensions du réseau et du convertisseur se traduit par un échange de puissance active avec le réseau. Les puissances active et réactive sont alors contrôlées dans les quatre quadrants. En effet, pour une différence d'angle de tension nulle, la puissance active est égale à zéro et la puissance réactive est déterminée par la différence des magnitudes de tension. Pour des amplitudes égales de tension, la puissance réactive est égale à zéro et la puissance active est déterminée par l'angle de tension entre les deux vecteurs.

III.1.2 Fonctionnement en quatre quadrants

La technologie VSC a la possibilité de commander le blocage des interrupteurs électroniques. Cet avantage a permis de développer des systèmes de conversion AC/DC autonomes. Par conséquent, ceci permet d'explorer le fonctionnement dans les quatre quadrants du plan P-Q. qui rend possible le contrôle des flux de puissances réactives et actives [39].

Dans un fonctionnement normal, l'amplitude de la tension DC reste presque constante.

Ainsi, la puissance active est liée à la différence entre les angles de phase des tensions Vs et Vcon.

Le principe de contrôle du flux de la puissance active à travers l'inductance est contrôlé via l'angle de phase de la tension de sortie du convertisseur.

Si la tension Vcon est en avance de phase par rapport à la tension Vs (Vcon −Vs>0), alors le VSC va injecter de la puissance active dans le réseau AC (fonctionnement en onduleur).

Si la tension Vcon est en retard de phase par rapport à la tension Vs (Vcon−Vs<0), alors le VSC va extraire de la puissance active à partir du réseau AC et l'injecter dans le lien HVDC (fonctionnement en redresseur).

Dans un fonctionnement normal, la différence entre les angles de phases des tensions en deux nœuds d'un réseau AC est très petite. Ainsi, la puissance réactive dépend principalement de la différence entre les amplitudes des tensions Vcon et Vs. Le principe de contrôle du fluxde la puissance réactive à travers l'inductance est contrôlé en agissant sur l'amplitude de la tension de sortie du convertisseur Vcon.

Si l'amplitude de la tension Vcon est plus grande que celle de la tension Vs, alors le convertisseur VSC va injecter de la puissance réactive dans le système AC (le VSC fonctionne en mode capacitif).

Inversement, si l'amplitude de la tension Vcon est inférieure à celle de la tension Vs, alors le VSC va absorber de la puissance réactive à partir du réseau AC (le VSC fonctionne en mode inductif). Par conséquent, un système VSC peut fonctionner dans les quatre quadrants du plan P-Q comme illustré dans la figure III.3. Le diagramme explique la capacité du VSC à fonctionner dans les quatre quadrants du cercle P-Q et à réaliser le contrôle indépendant de la puissance active et réactive.

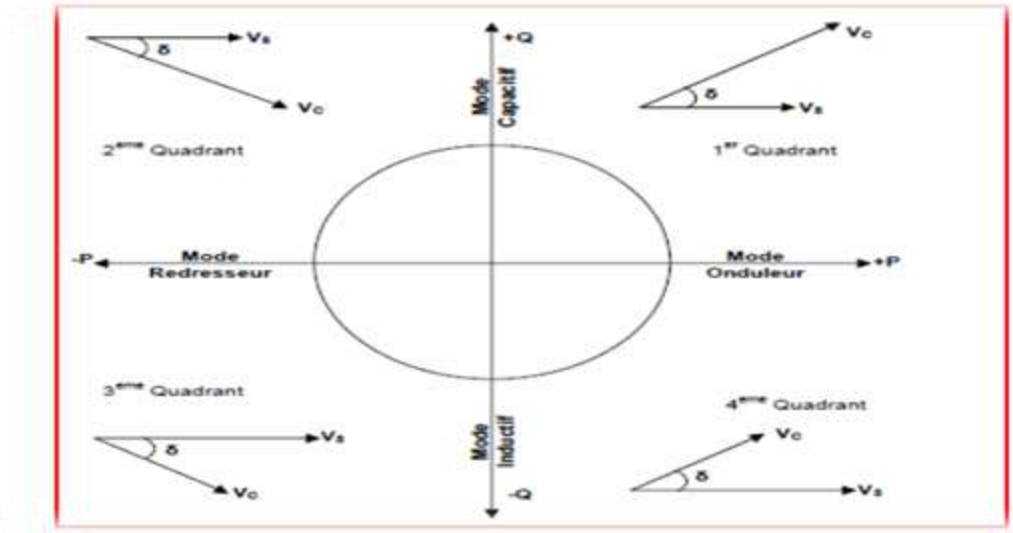


Figure III-3 : Mode de fonctionnement en 4 quadrants d'un VSC

III.1.3 Technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI)

Les convertisseurs VSC sont du type quatre quadrants. De plus, ils opèrent à n'importe quel facteur de puissance et on associe des commandes conçues à partir de la modulation de la largeur d'impulsion (MLI) ou PWM (Pulse Width Modulation).

La technique de commande par modulation de largeur d'impulsion appliquée au contrôle des convertisseurs VSC consiste à engendrer des signaux d'amorçage des semi-conducteurs en comparant un signal de consigne ou de référence avec un signal de type porteuse triangulaire ou en dent de scie [40], comme le montre la figure III.4.

L'onde à la sortie du convertisseur est un signal fortement découpé, mais sa composante fondamentale a la même allure que le signal de référence.

Ce procédé de modulation est utilisé pour l'élimination d'harmoniques et de réduire les pertes de conversion. Quand le courant est élevé, le convertisseur permet de réduire la commutation des interrupteurs.

Avec l'augmentation de la fréquence, les harmoniques sont devenues plus atténuées, mais l'efficacité du convertisseur diminue également, et on observe une augmentation des pertes et des problèmes de conception du dissipateur de chaleur. Par conséquent, le choix de la fréquence est l'une des décisions les plus importantes à faire dans la technologie VSC-HVDC [41].

Deux paramètres caractérisent cette commande :

1) L'indice de modulation (m) qui définit le rapport entre la fréquence du signal porteur (f_p) et la fréquence du signal de référence (f_{ref})

$$m=\frac{f_p}{f_{ref}} \qquad (3.3)$$

2)Le taux de modulation (r) qui donne le rapport de l'amplitude de la modulante (v réf) et la valeur crête du signal porteur (vp).

$$r=\frac{v_{ref}}{vp} \qquad (3.4)$$

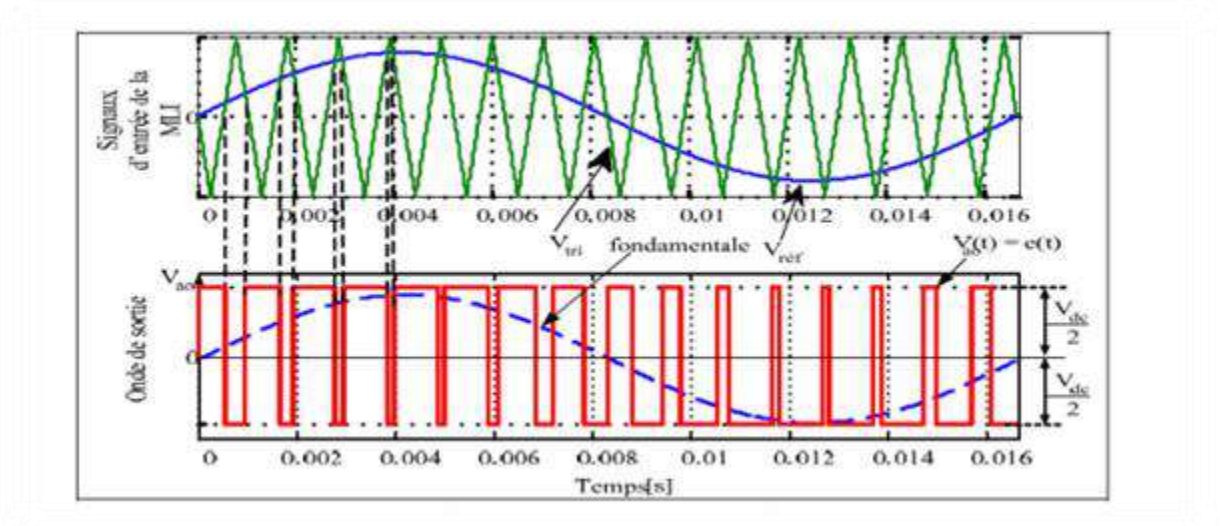


Figure III-4 : Exemple technique de la Modulation de Largeur d'impulsion (MLI)

III.2 Modélisation d'un système VSC-HVDC

Pour l'atteindre notre objectif, une méthodologie qui définit les étapes à entreprendre a été adoptée. Pour cela, nous modéliserons en premier lieu les différents éléments du système VSC-HVDC comprenant le convertisseur à trois niveaux à point neutre calé (modélisation du redresseur et de l'onduleur), la modélisation du circuit DC (les deux câbles et les condensateurs) et la modélisation du filtre. Des commandes ont été élaborées pour le contrôle de ces différents éléments.

Plusieurs travaux de recherche récents [42] ont été réalisés dans le domaine de transmission par la liaison HVDC. Dans ces travaux, le développement des nouvelles topologies, des nouvelles techniques de commande et de contrôle a été l'objectif principal des chercheurs. Ces développements ont ciblé l'amélioration de la stabilité, la minimisation des pertes, la minimisation de l'impact des défauts AC et DC et l'augmentation du rendement du système global.

Dans notre travail, la stratégie de contrôle basée sur le mécanisme de contrôle vectoriel du courant direct pour le système VSC-HVDC est implantée. Cette stratégie de contrôle permet d'éviter le problème de saturation de la tension de commande à l'entrée du MLI, d'assurer un contrôle plus stable et rapide de la tension du bus DC et permet un contrôle plus vigoureux de la puissance active et de la puissance réactive. Les principaux inconvénients de cette commande se trouvent à la limite de saturation, à savoir que la tension du bus DC et la puissance de sortie ne sont pas correctement contrôlées.

III.2.1 Modélisation d'un système VSC-HVDC à trois niveaux

Différentes méthodes permettent de modéliser les convertisseurs. Le choix de la méthode la plus adéquate contribuera à implanter la loi de commande désirée au sein du convertisseur statique sur lequel porte 1'étude [43]. En effet, le modèle développé doit décrire le plus fidèlement possible le comportement du convertisseur pour obtenir par le biais d'une commande adéquate, les meilleures performances possibles.

Le choix du convertisseur tri-phrasé à trois niveaux à point neutre calé (PNC) en anglais (Neutral-Point Clamped ou NPC) a été pondéré, puisqu'il accorde une meilleure utilisation dans le transport d'énergie. Ce choix nécessite une stratégie de contrôle assez avancée du convertisseur à trois niveaux basés sur un système de transmission VSC-HVDC.

Le convertisseur à trois niveaux à point neutre calé (comme montre la figure III.8), est largement utilisé dans la transmission de grande puissance. Il permet de générer une tension de trois niveaux qui nécessite une bonne répartition des tensions entre les condensateurs.

La répartition de la tension sur les interrupteurs à l'état bloqué est assurée par les diodes connectées au point milieu. Un convertisseur est dit à trois niveaux lorsqu'il génère trois niveaux de tension qui sont:$(-\frac{V_{dc}}{2}, 0, +\frac{V_{dc}}{2})$

Ce convertisseur présente deux avantages. D'une part, il permet de limiter les contraintes en tension : chaque interrupteur à l'état bloqué supporte une fraction plus faible de la pleine tension du bus continu.

D'autre part, la tension de sortie du convertisseur à trois niveaux présente une meilleure qualité.

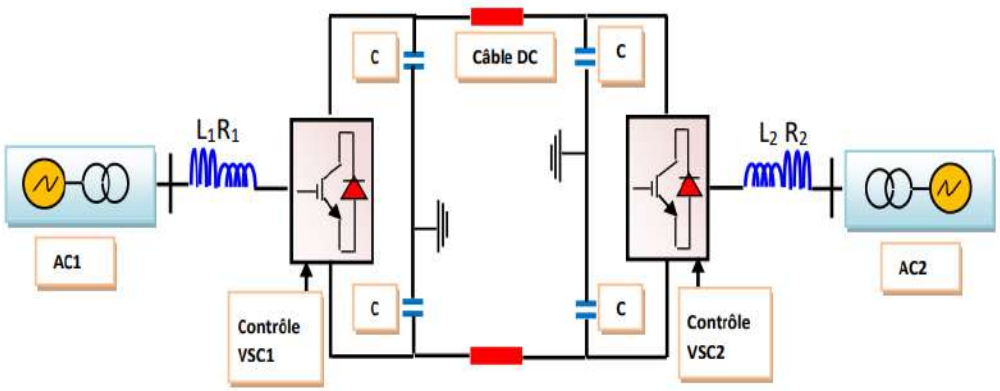


Figure III-5 : Système VSC-HVDC à trois niveaux**.**

III.2.2 La topologie et principe de fonctionnement du convertisseur

Pour les applications nécessitant une puissance importante comme dans notre cas, la topologie la plus utilisée est le convertisseur à trois niveaux à point neutre calé par des diodes. Cette structure a (n-1) condensateurs sur le bus à courant continu (DC) et produit n niveaux de tension continue comme présentée dans la figure III.6.

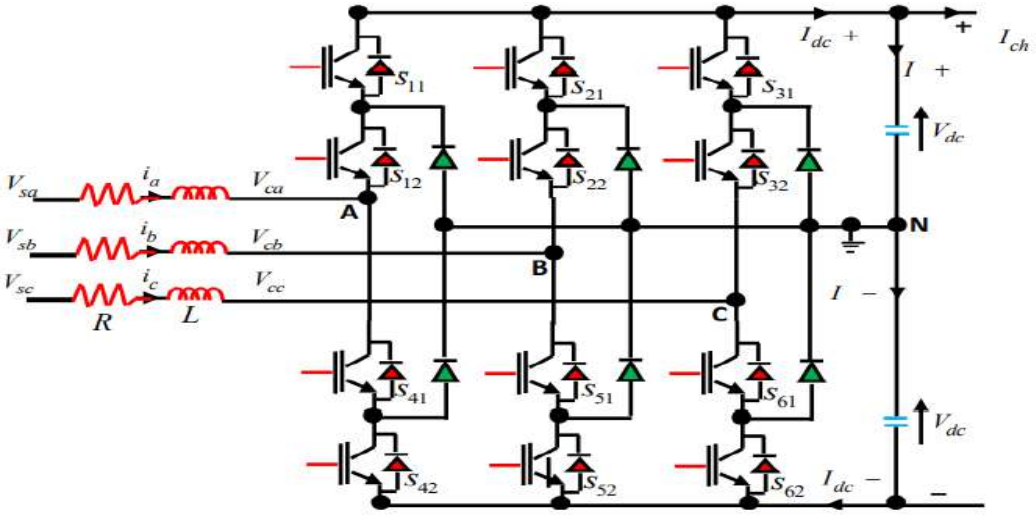


Figure III-6 : Redresseur triphasé trois niveaux à point neutre calé des diodes.

Son principal avantage est la mise en série de ses interrupteurs de puissance qui permet de réduire considérablement la tension à leurs bornes. Aussi, une faible tension de blocage entraîne l'utilisation de semi-conducteurs avec de meilleures performances due à la faible résistance à l'état passant et à une grande vitesse de commutation. En outre, en produisant des tensions de ligne à trois niveaux, ce redresseur réduit le contenu harmonique du courant de ligne et réduit également la taille des composantes réactives.

Cette topologie permet aussi de garder la tension de sortie régulée même si on actionne des charges déséquilibrées. Elle peut donc minimiser les fluctuations de tension du bus continu.

Néanmoins, en raison de la charge et la décharge irrégulières des condensateurs de sortie, une commande additionnelle s'impose en réduisant au minimum les fluctuations du potentieldu point neutre et équilibrant les tensions+ V dc et - V dc.

Ainsi, la tension appliquée aux bornes des interrupteurs ne dépasse en aucun cas la limite imposée par le fabricant.

Il est important de noter le rôle du point neutre (O) dans cette structure. Son principe consiste à connecter ce point neutre de la source triphasée au point milieu capacitif du bus DC. Si les tensions (+V dc et-V dc) ne sont pas identiques, il y aura un courant homopolaire de valeur moyenne non-nulle qui circule dans la branche du neutre. Indépendamment de son signe, ce courant contribuera à la charge et à la décharge des condensateurs de sortie pour permettre l'équilibrage, en tout temps, des deux niveaux de tension.

III.2.3 Séquences de fonctionnement du convertisseur

Pour analyser les différentes séquences de fonctionnement du convertisseur en régime permanent, nous considérons le schéma équivalent simplifié du redresseur à trois niveaux, comme montre la figure III.7.

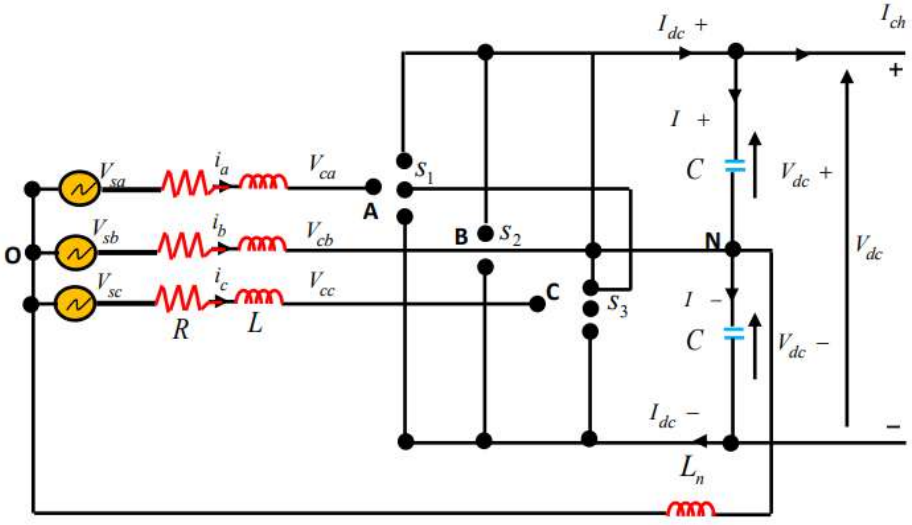


Figure III-7 : Schéma équivalent simplifié du redresseur triphasé trois niveaux.

L'analyse des différentes séquences de fonctionnement est comme suit : On note (Si) pour la représentation groupe d'interrupteurs du bras (i). A titre d'exemple S1 est la représentation du bras 1.S1 peut avoir trois états qui sont :

1 : D11et D12 sont passants si i1 >0 ou T11 et T12 sont passants si i1<0

0 : D2 et T13 sont passants si i1 >0 ou D1 et T12 sont passants si i1

-1 : T13 et T14 sont passants si i1 >0 ou D13et D14 sont passants si i1

Dans notre cas (convertisseur trois niveaux), Vdc est la tension de sortie et les tensions VAN, Vbn et Vcn commutent entre + $\frac{V_{dc}}{2}$,0 et $-\frac{V_{dc}}{2}$. Cela signifie que :

✓ Les phases A et/ou B et /ou C sont connectées à+ $\frac{V_{dc}}{2}$ si S1 =1

✓ les phases A et/ou B et /ou C sont connectées à 0 si S1 =0

✓ les phases A et/ou B et /ou C sont connectées à$-\frac{V_{dc}}{2}$ si S1 =-1

III.2.4 Modélisation du redresseur

Nous développons dans ce paragraphe la modélisation du convertisseur de la figure 3.6 sur lequel est basée notre étude. Dans la première étape, on modélise le convertisseur dans le repère (abc) puis nous appliquons sur ce modèle la transformation (abc/dq). Le passage entre ces deux repères permet non seulement la simplification du circuit de commande, mais également la réduction des équations d'état de notre système.

Pour bien modéliser le convertisseur, nous avons supposé que la source de puissance soit définie comme un bus infini qui est caractérisé par une source de tension triphasée et équilibrée vs, des résistances de ligne R et des inductances de ligne L.

L'application des lois de Kirchhoff en tension (figure III.6), nous permet d'écrire le système par les équations de tension suivantes :

$$\begin{cases} v_{sa} = v_{AO} + R_{ia} + L\frac{d_{ia}}{dt} \\ v_{sb} = v_{BO} + R_{ib} + L\frac{d_{ib}}{dt} \\ v_{sc} = v_{CO} + R_{ic} + L\frac{d_{ic}}{dt} \end{cases} \quad (3.5)$$

Où : R et L sont les résistances et les inductances d'entrée du convertisseur. (v_{sa} ,v_{sb}, v_{sc}) et (i_a,i_b,i_c)sortant du bus infini sont respectivement les tensions et les courants de réseau.

Aussi l'application de la loi de Kirchhoff en tension permet d'établir le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} V_{AO} = V_{AN} - V_{ON} \\ V_{BO} = V_{BN} - V_{ON} \\ V_{CO} = V_{CN} - V_{CN} \end{cases} \quad (3.6)$$

Considérant que le système triphasé est équilibré nous pouvons écrire que :

$$V_{AO} + V_{BO} + V_{CO} = V_{ON} \quad (3.7)$$

La sommation des équations (3.6) et (3.7), nous permet de déduire l'équation (3.8) :

$$V_{ON} = \frac{1}{4}(V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}) \quad (3.8)$$

En remplaçant (2.8) dans (2.6), nous pouvons en conclure le système d'équations (3.9) :

$$\begin{cases} V_{AO} = V_{AN} - \frac{1}{4}(V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}) \\ V_{BO} = V_{BN} - \frac{1}{4}(V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}) \\ V_{CO} = V_{CN} - \frac{1}{4}(V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}) \end{cases} \quad (3.9)$$

Soit $f_i$la fonction de commutation des interrupteurs où i = (1, …, 3). Cette fonction peut prendre les valeurs suivantes:($\frac{1}{2}, 0, -\frac{1}{2}$).

La reformulation de l'équation (3.9), donne le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} V_{AO} = V_{dc}(f_1 - \frac{1}{4}\sum_{I=1}^{3} f_i) \\ V_{BO} = V_{dc}(f_2 - \frac{1}{4}\sum_{I=1}^{3} f_i) \\ V_{CO} = V_{dc}(f_3 - \frac{1}{4}\sum_{I=1}^{3} f_i) \end{cases} \quad (3.10)$$

En remplaçant (3.10) dans (3.5), nous obtenons le système d'équations (3.11) qui régit notre convertisseur dans le repère (abc) :

$$\begin{cases} v_{sa} = R_{i_a} + \mathrm{L}\frac{di_a}{dt} + V_{dc}(f_1 - \frac{1}{4}\sum_{I=1}^{3} f_i) \\ v_{sb} = R_{i_b} + \mathrm{L}\frac{di_b}{dt} + V_{dc}(f_2 - \frac{1}{4}\sum_{I=1}^{3} f_i) \\ v_{sc} = R_{i_c} + \mathrm{L}\frac{di_c}{dt} + V_{dc}(f_3 - \frac{1}{4}\sum_{I=1}^{3} f_i) \end{cases} \quad (3.11)$$

Il est nécessaire d'imposer les tensions de phase (V_{AO}, V_{BO}, V_{CO}) quasi-sinusoïdales et en phase avec leurs courants respectifs (i_1, i_2, i_3)

Pour ce faire, la technique de commande utilisée doit imposer la référence de la tension à 1' entrée du redresseur par rapport au point neutre de la source. Ce qui se traduit par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} V_{AO} = V_{ca} \\ V_{BO} = V_{cb} \\ V_{CO} = V_{cc} \end{cases} \quad (3.12)$$

Où : V_{ca} , V_{cb} et V_{cc} sont les tensions de ligne.

Ceci nous permet d'aboutir au système d'équation (3.13).

$$\begin{cases} v_{sa} = R_{ia} + L\frac{d_{ia}}{dt} + V_{ca} \\ v_{sb} = R_{i_b} + L\frac{di_b}{dt} + \mathrm{V}_{cb} \\ v_{sc} = R_{i_c} + L\frac{di_c}{dt} + \mathrm{V}_{\mathrm{cc}} \end{cases} \quad (3.13)$$

Les séquences de fonctionnement des groupes d'interrupteurs (Si) pour chaque bras i du convertisseur (figure III.7) et en prenant comme base la figure III.6, on obtient le système d'équations suivantes :

$$\begin{cases} L\frac{d_{ia}}{dt} = -R_{ia} - S_a + v - S_a - V_{sa} \\ L\frac{d_{ib}}{dt} = -R_{ib} - S_b + v - S_b - V_{sb} \\ L\frac{d_{ic}}{dt} = -R_{ic} - S_c + v - S_c - V_{sc} \end{cases} \quad (3.14)$$

Il est important de noter que ce sont les mêmes équations qui régissent le redresseur triphasé à deux niveaux.

L'unique différence réside dans la fonction de commutation Si qui a trois états (1, 2,3) et qui ne possède que deux états (0, 1) dans le cas du convertisseur deux niveaux à six interrupteurs actifs.

En outre, les équations au côté DC du redresseur sont exprimées par le système :

$$\begin{cases} C\frac{dv_{dc1}}{dt} = -i_{dc+} + S_a + i_a + S_b + i_b + S_c + i_c \\ C\frac{dv_{dc2}}{dt} = -i_{dc-} + S_a - i_a + S_b - i_b + S_c - i_c \end{cases} \quad (3.15)$$

III.2.5 Modélisation du circuit DC

Le circuit DC du système VSC-HVDC est composé de condensateurs de puissance et un câble à courant continu [44], comme montre la figure III.8. Cette figure représente les deux côtés continus des stations VSC-HVDC et les deux câbles.

En appliquant les lois de Kirchhoff en courant, nous aboutissons au modèle mathématique du circuit défini par les équations suivantes :

$$\begin{cases} C\frac{dv_{dc1}}{dt} = -i_{dc1} - i_{dc} \\ C\frac{dv_{dc2}}{dt} = -i_{dc2} - i_{dc} \end{cases} \quad (3.16)$$

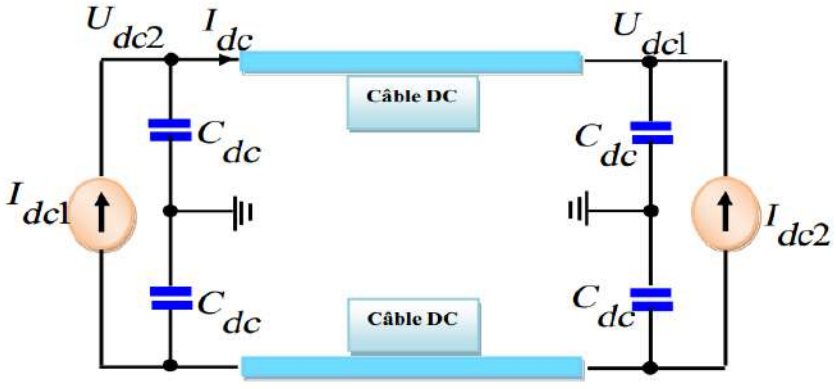


Figure III-8 : Schéma modèle de circuit DC du VSC-HVDC.

III.2.6 Modélisation du filtre

Différents filtres sont utilisés pour chaque type de liaison HDVC. Les filtres permettent de préserver la qualité de la tension en minimisant l'impact des harmoniques produits par le convertisseur. Ils peuvent également jouer un rôle de compensation en puissance réactive. Les structures utilisées sont différentes suivant le type de convertisseur.

Les VSC utilisent des convertisseurs contrôlés via (MLI). Ce type de convertisseur produit des harmoniques côté AC. Ces harmoniques sont moins importants que ceux produits par les systèmes de transmission (CSC), mais doivent quand même être filtrés pour supprimer les ondulations de fréquences de commutation.

Dans notre cas, on utilise un filtre de troisième ordre comme pour la modélisation du filtre actif triphasé utilisé dans le schéma électrique de la figure 3.9.

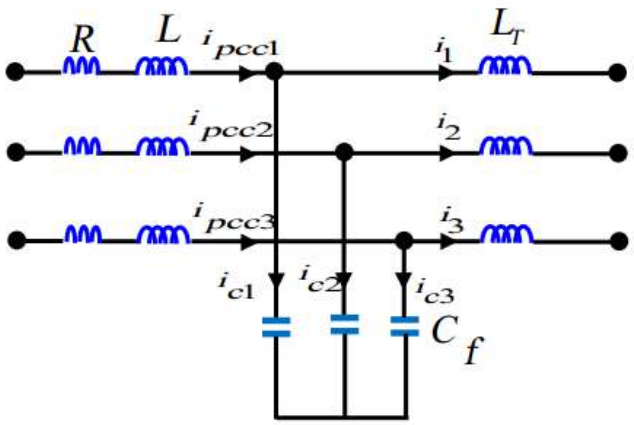


Figure III.9 : Schéma diagramme de filtre.

Supposons que la résistance R est négligeable. Si i_K (K=1 ,3) est le courant traversant le filtre alors le modèle mathématique de filtre triphasé est modélisé à l'aide des équations suivantes :

$$i_{cK} = C_f \frac{dv_K}{dt} \tag{3.17}$$

$$i_{cK} = i_{pccK} - i_K \tag{3.18}$$

Où :

C_f : La capacité de filtre. R : La résistance de ligne. L : L'inductance de ligne.

v_K : Tension de phase. i_{cK} : Le courant du condensateur.

i_K : Courant traversant le filtre i_{pccK} : Le courant de phase à PCC

En appliquant la transformation de Park (dq0) on trouve les équations :

$$i_{cdq} = C_f \frac{dv_{dq}}{dt} \tag{3.19}$$

ET

$$i_{cdq} = i_{pccdq} - i_{dq} \tag{3.20}$$

Dans le repère (dq0), on peut trouver les équations suivantes :

$$\begin{cases} C_f \frac{dv_d}{dt} = i_{cd} + \omega C_f \, v_q \\ C_f \frac{dv_q}{dt} = i_{cq} + \omega C_f \, v_d \end{cases} \tag{3.21}$$

ET

$$\begin{cases} i_{cd} = i_{pccd} - i_d \\ i_{cq} = i_{pccq} - i_q \end{cases} \tag{3.22}$$

Représentant la fonction de transfert du filtre par l'équation suivante

$$:T = \frac{1}{L} \frac{S^2 + \omega 0^2}{S^3 + \omega_R S^2} \tag{3.23}$$

Où : ω_R et ω_0 sont respectivement la fréquence de résonance et la fréquence antirésonance.

$$\text{Tel que : } \omega_R = \sqrt{\frac{L + L_T}{L L_T c_f}} \tag{3.24}$$

Nous obtenons le modèle mathématique de l'état final des différents éléments qui contribuent au transfert de la puissance active par l'intermédiaire de systèmes VSC-HVDC, indiqué dans le système d'équations dans les sections précédentes.

Comme notre modèle est complété, nous pouvons à présent procéder à l'implantation des lois de commande désirées.

III.3 Contrôle d'un système VSC-HVDC

Plusieurs travaux de recherches ont été réalisés dans le domaine de transmission VSC-HVDC. Les nouvelles techniques de commande et de contrôle ont été l'objectif principal des chercheurs. Ces recherches ont ciblé l'amélioration de la stabilité, la minimisation des pertes et l'augmentation du rendement du système global.

D'après la littérature [45], la commande d'un convertisseur VSC peut se faire selon deux approches :

La commande directe et la commande vectorielle. La commande directe régule les flux de puissance à travers le convertisseur en agissant directement sur l'amplitude et la phase de la tension de sortie du VSC.

La commande vectorielle principalement utilisée dans la commande des convertisseurs électromécaniques a montré sa performance en termes de vitesse de réponse et de stabilité pendant le changement de consigne et pendant les défauts par rapport à la commande directe.

En conséquence, la commande vectorielle est largement adoptée dans les systèmes VSC-HVDC pour contrôler de façon indépendante et bidirectionnelle la puissance active et réactive.

Dans la commande vectorielle, les tensions et courants triphasés AC sont transformés du repère (abc) en repère (dq0), via la transformée de Park. Cette commande utilise deux étages de régulation.

Dans notre cas, la liaison est contrôlée par les deux convertisseurs aux extrémités du bus DC. L'un des deux se charge de contrôler la tension du bus DC, tandis que l'autre se charge de contrôler le flux de la puissance active.

La tension doit toujours être maintenue à une valeur de référence, et sa polarité ne peut en aucun cas s'inverser [46]. On inverse le flux de puissance en changeant le sens du courant DC.

Parallèlement à cette commande de tension DC et le flux de la puissance active, chaque poste peut aussi être commandé pour débiter une certaine puissance réactive ou sortir une certaine tension AC, en fonction des besoins.

En effet, il est important de souligner que le contrôle des VSC-HVDC est un contrôle en cascade. Il consiste en une boucle de contrôle interne (rapide) commandée par une boucle de contrôle externe (plus lente). La structure de contrôle d'une liaison HVDC-VSC, est présentée par la figure III.10. Dans cette figure, les valeurs de référence de la puissance réactive et de la tension AC et celles de la puissance active et de la tension DC sont renseignées à la boucle de contrôle externe. Ce contrôle génère la référence pour le courant exprimé dans un système (dq0).

Le contrôle interne se charge ensuite de générer le signa de référence pour la tension. Cette référence est fournie dans le repère (dq0). Il faut la traduire dans le repère (abc) pour la renseigner à la (PWM) qui se charge ensuite de contrôler les IGBT.

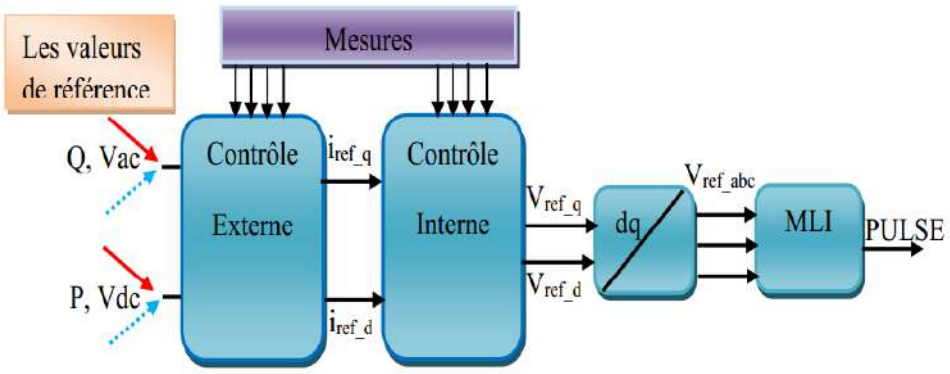


Figure III-10 : Structure de control d'un système VSC-HVDC

III.3.1 Conception du régulateur de courant

Le contrôleur de courant interne est utilisé selon les références synchrones (dq0), vu que leurs structures sont associées aux régulateurs PI. Ainsi, l'amélioration de performance de ces régulateurs est basée sur le modèle de couplage croisé. La structure du régulateur de courant interne est inspirée du modèle présenté dans la figure III.11.

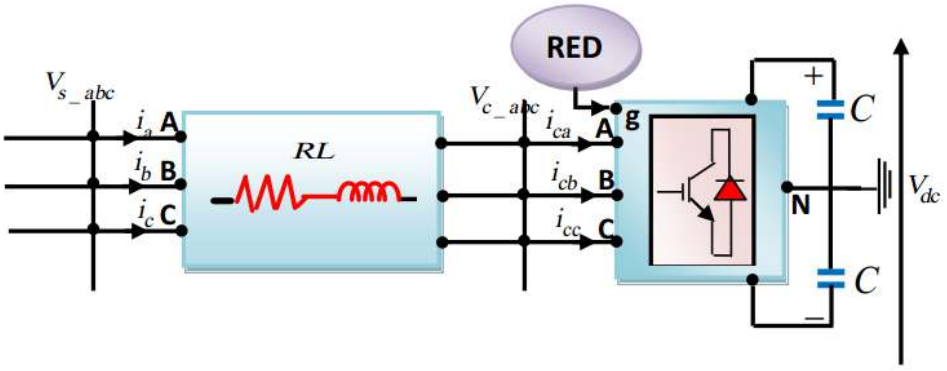


Figure III-11 : Bloc diagramme du convertisseur**.**

Sous forme matricielle l'équation du système s'écrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = L\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + R\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ca} \\ V_{cb} \\ V_{cc} \end{bmatrix} \qquad (3.25)$$

Nous appliquons la transformation de Park pour le passage du repère (abc) au repère (dq0) dans le système d'équations (3.25). Les détails de cette transformation (conservant l'amplitude) sont développés en Annexe A1.

En utilisant la matrice P de transformation donnée par l'équation (3.26).

$$P = \frac{2}{3}\begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin\theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \qquad (3.26)$$

Où : θ ω= t, désigne l'angle entre l'axe d et l'axe magnétique de la phase a. La matrice inverse de (P) est :

$$P^{-1} = \frac{2}{3}\begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

On en conclut l'équation dans le repère (dq0) :

$$\frac{di_{dq0}}{dt} = \frac{R}{L} i_{dq0} + \frac{1}{L}\left(v_{Sdq0} - v_{Cdq0}\right) - P\frac{dP^{-1}}{dt} I_{dq0} \quad (3.28)$$

Le système triphasé est un système symétrique équilibré. D'où on trouve l'équation suivante :

$$L\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} i_{cd} \\ i_{cq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R & 0\ i_{cd} \\ 0 & R\ i_{cq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{cd} \\ v_{cq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & -\omega L \\ \omega L & 0 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} i_{cd} \\ i_{cq} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Où : (i_{cd} , i_{cq}) sont courants de ligne, (v_{sd}, v_{sq}) et (v_{cd} , v_{cq}) sont respectivement les tensions de source et les tensions cotées convertisseur.

Les équations de contrôle découplé s'écrivent comme suit :

$$\begin{cases} V_{cd_ref} = V_{cd} + \omega L_{icq-} V_{cd} \\ V_{cq_ref} = V_{cq} + \omega L_{icd} - V_{cq} \end{cases} \quad (3.30)$$

À partir des deux équations de contrôle, on peut réaliser la commande de découplage. Le schéma bloc du contrôleur de découplage du système VSC-HVDC est illustré dans la figureIII.12.

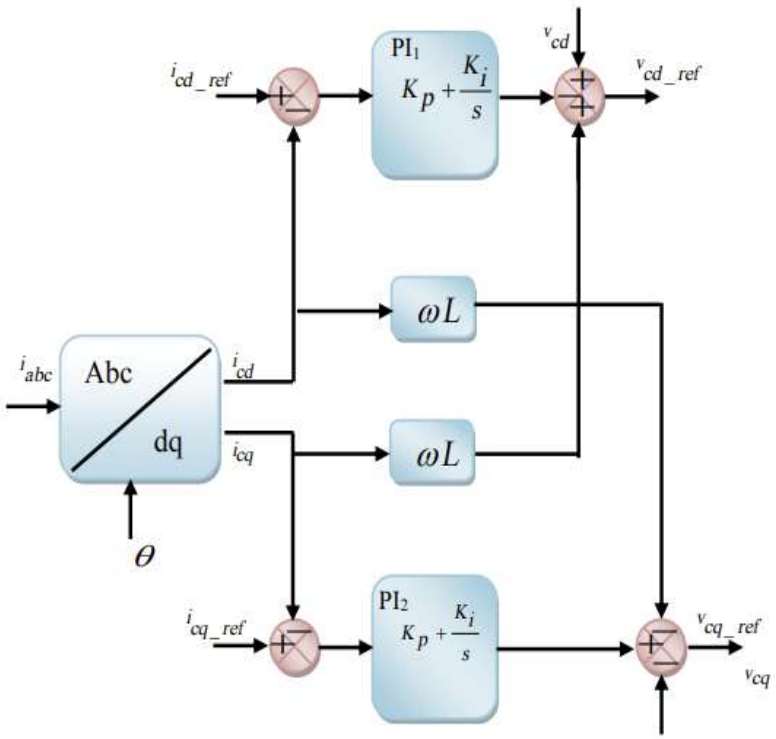


Figure III-12 : Structure de Contrôle interne d'une station VSC (Régulateur de courant suivant le plan dq0).

III.3.2 Contrôle de la tension DC :

Notre but de la régulation de la tension DC est de maintenir la tension continue V_{cd} constante, de la réguler selon sa référence V_{cd_ref} et de fournir à sa sortie la référence du courant directe dans le plan (dq0) i_{cd_ref} . Ensuite, le MLI crée des harmoniques dans le courant circulant dans le système de transmission continu. Ce courant génère l'ondulation de la tension continue dont l'amplitude dépend de la taille du condensateur à courant continu.

Si on prend comme hypothèse que les pertes internes de puissance de l'onduleur sont très faibles, l'écoulement de la puissance sera du côté continu de l'onduleur vers le côté alternatif. Nous aurons la relation suivante :

$$\mathrm{P_{cd}} = P_{ac} \tag{3.31}$$

La référence du système (dq0) est choisie de manière à ce que son axe d soit en phase avec la tension V_{cd}. On a donc $V_{cq} = 0$.

La relation (3.31) des puissances peut s'exprimer dans le repère (dq0) comme suit :

$$\begin{cases} P_{dc} = v_{dc} I_{dc} + C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} v_{dc} \\ P_{ac} = \frac{3}{2}\left[v_{cd} i_{cd} + v_{cq} i_{cq}\right] \end{cases} \quad (3.32)$$

Avec :

$$V_{cd_ref} = V_{sd} - \omega L i_{cd} + C(s)(i_{cd_ref} - i_{cd}) \quad (3.33)$$

À partir de l'égalité des deux termes de l'équation (3.32) et (3.33) on trouve :

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{3}{2}\left[\frac{v_{cd} i_{cd} + v_{cq} i_{cq}}{C_{dc}}\right] - \frac{I_{dc}}{C_{dc}} \quad (3.34)$$

Finalement :

$$\frac{V_{dc}}{C_{dc}} = \frac{I_{dc}}{C_{dc}} - \frac{3}{2}\left[\frac{K_d i_{cd} + K_q i_{cq}}{C_{dc}}\right] \quad (3.35)$$

Le transfert de la puissance active reçue par la station 1 (3L-NPC VSC-HVDC) vers la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC) est directement lié au courant suivant l'axe (d). Ce courant est également responsable de la régulation de la tension continue du bus DC. Pour que le facteur de puissance soit unitaire, le courant de référence suivant l'axe (q) est mis à zéro. Le courant de référence i_{cd_ref} est obtenu à l'aide de la régulation de la tension continue estimée à sa référence en utilisant un régulateur proportionnel-intégral (PI).

L'équation définissant le courant i_{cd_ref} est donnée par :

$$i_{cd_ref} = \left(K_P + \frac{K_I}{s}\right)\left(V_{dc_ref} - V_{dc}\right) \quad (3.36)$$

Où K_P est le gain proportionnel qui assure la stabilité des variables commandées, et K_I est le gain intégral du régulateur PI qui annule l'erreur statique et assure une poursuite parfaite entre les mesures et les références.

Un résumé des résultats précédents donne le schéma de principe du régulateur de la tension DC comme indiqué dans la figure III-13

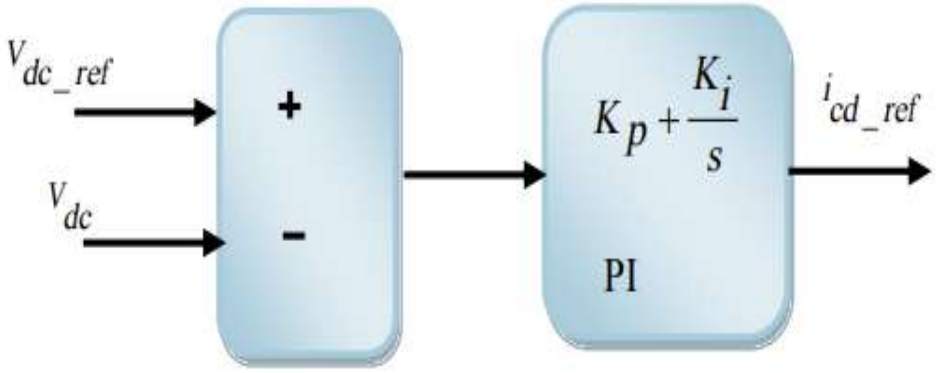


Figure III-13 : Schéma bloc de régulateur de la tension DC

III.3.3 Contrôle de la puissance active et réactive :

n désigne par P et Q les puissances instantanées actives et réactives sortant du côté AC de la station1. Dans le fonctionnement en régime permanent, les composantes de la tension dans le repère (dq0) sont des valeurs nominales. Par conséquent, la tension V_{sd} est égale à la tension nominale V_s et V_{sq} sera nulle, En tenant compte des hypothèses précédentes, les puissances active et réactive sont exprimées par :

$$P = \frac{3}{2}\left(V_{sd} i_d + V_{sq} i_q\right) = \frac{3}{2} V_{sd} i_d \qquad (3.37)$$

$$Q = \frac{3}{2}\left(V_{sd} i_d - V_{sq} i_q\right) = \frac{3}{2} V_{sd} i_q \qquad (3.38)$$

Pour la régulation de la puissance active, on exprime le courant de référence i_{d_ref} suivant l'axe (d) à partir de l'équation (3.37) par :

$$i_{d_ref} = \frac{3}{2} P_{ref} V_{sd} \qquad (3.39)$$

La fonction de transfert en boucle fermée associée à la fonction de transfert du régulateur PI en cas où la puissance active est une référence est de cette forme :

$$i_d = \frac{3}{2}\frac{P_{ref}}{V_{sd}} + \left(K_{P2} + \frac{K_{i2}}{s}\right)\left(P_{ref} - P\right) \quad (3.40)$$

Où : P_{ref} est la puissance de référence active, K_{P2} et K_{i2}sont respectivement les gains proportionnel et intégral du régulateur de la puissance active. De la même manière que pour la puissance active, le contrôle en boucle ouverte de la puissance réactive s'obtient facilement à partir de l'équation 3.38. On aura :

$$i_{q_ref} = \frac{3}{2} Q_{ref} V_{sd} \quad (3.41)$$

Et en boucle fermée :

$$i_q = \frac{2}{3}\frac{Q_{ref}}{V_{sd}} + \left(K_{P3} + \frac{K_{i3}}{s}\right)\left(Q_{ref} - Q\right) \quad (3.42)$$

Où : Q_{ref} est la puissance de référence réactive. K_{P3} et K_{i3} sont respectivement les gains proportionnel et intégral du régulateur de la puissance réactive.

III.3.4 La commande PLL (Phase Locked Loop)

La commande PLL (Phase Locked Loop) est nécessaire dans le contrôle des convertisseurs. Cette boucle à verrouillage de phase (PLL) a pour rôle d'extraire l'angle de synchronisation θ . Elle permet de générer des références de courant. L'importance de la boucle à verrouillage de phase (PLL) dans ce contrôle, est de permettre de déterminer la phase instantanée d'un signal, ainsi que sa fréquence. Il est indispensable pour pouvoir traduire des signaux exprimés en valeurs de phase (abc) vers des coordonnées directe-quadrature-zéro (dq0), et inversement [47].

III.3.5 Commande par MLI du convertisseur à trois niveaux

La technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI), appelée (Pulse Width Modulation PWM) est utilisée pour synthétiser des signaux continus à l'aide de circuits discrets. Il s'agit de la technique de modulation utilisée pour les VSC [48]. Elle

présente aussi l'intérêt de diminuer le contenu harmonique du signal modulé. La technique (MLI) à trois niveaux qui permet de générer un signal de fréquence fixe et un rapport cyclique variable. Le MLI augmente aussi le taux de l'utilité de la tension continue. Cette technique nécessite deux porteuses triangulaires pour assurer les trois niveaux de tensions. On utilise ici deux porteuses de mêmes formes, mêmes amplitudes et mêmes fréquences, mais décalées verticalement comme montre la figure III.14.

Les 3 états sont définis comme suit :

1 si le signal modulant a une valeur supérieure aux deux porteuses.

0 si le signal modulant a une valeur comprise entre celles des 2 porteuses.

-1 si le signal modulant a une valeur inférieure aux deux porteuses.

Principalement le MLI contrôle la tension de sortie et réduit les harmoniques de tension.

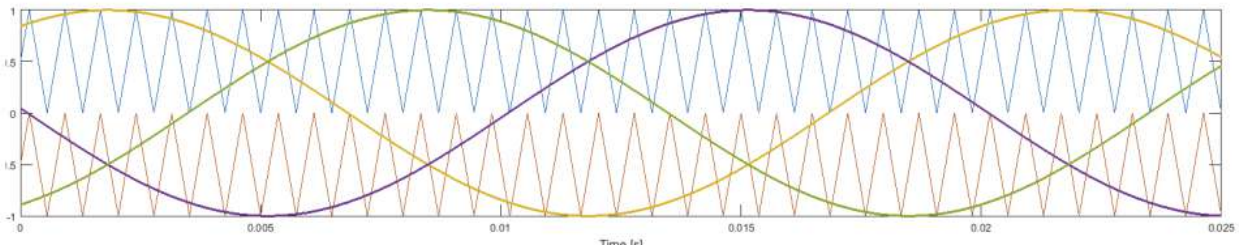


Figure III-14: Signal de MLI à trois niveaux pour le contrôle d'un convertisseur 3-niveaux.

III.3.6 Structure de commande du convertisseur (redresseur) :

Sur la figure III-15, on a présenté la structure détaillée du contrôle de convertisseur VSCHVDC côté redresseur. Cette structure peut être composée deux parties : la première partie permet de générer les grandeurs de référence des courants directs i_{cd_ref}, et la deuxième génère le courant de référence en quadrature i_{cq_ref}.

On constate que la référence du courant direct dépend de la commande en puissance active ou en tension DC. Un contrôleur PI_2 permet d'annuler l'erreur entre la référence du courant i_{cd_ref} et le courant mesuré i_{cd}.

De la même manière, la référence en quadrature est dictée soit par une référence en puissance réactive, soit par une référence de tension AC. Un contrôleur PI_3 permet de générer le signal de la référence du courant i_{cq_ref}.

Un deuxième contrôleur permet de générer la tension de référence en quadrature. A la sortie des deux contrôleurs, nous avons respectivement la tension de commande direct V_{cd_ref} et en quadrature V_{qd_ref}.

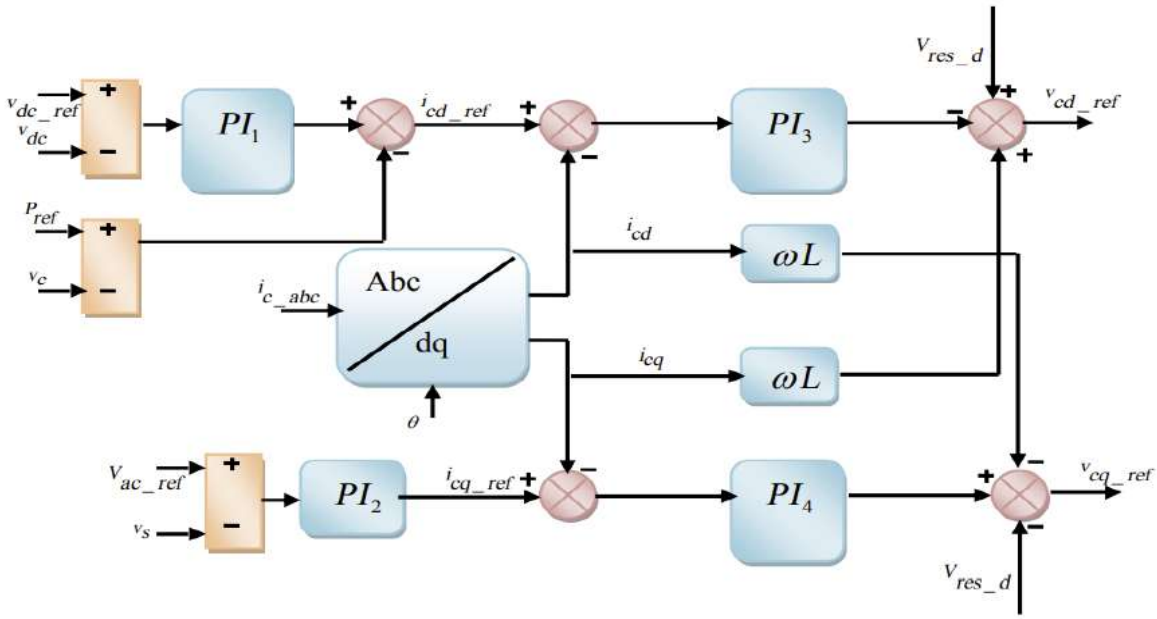


Figure III-15 : Schéma bloc de commande du redresseur.

III.3.7 Structure de commande du convertisseur (onduleur)

La station coté réseau de l'onduleur est contrôlée en tension DC, dans le but de maintenir la tension continue aux bornes du convertisseur à une valeur constante. La composante directe sera prioritaire sur la composante en quadrature, de manière à ce que la tension DC atteigne sa valeur de référence le plus vite possible.

Le régulateur de tension continu PI permet de générer le courant de référence direct i_{cd_ref}. Le deuxième régulateur PI_1 permet de générer la tension de référence.

À la sortie, on trouve les lois de commande qui sont présentés par les tensions V_{cd_ref} et V_{qd_ref}. La figure 3.16 montre cette structure de commande.

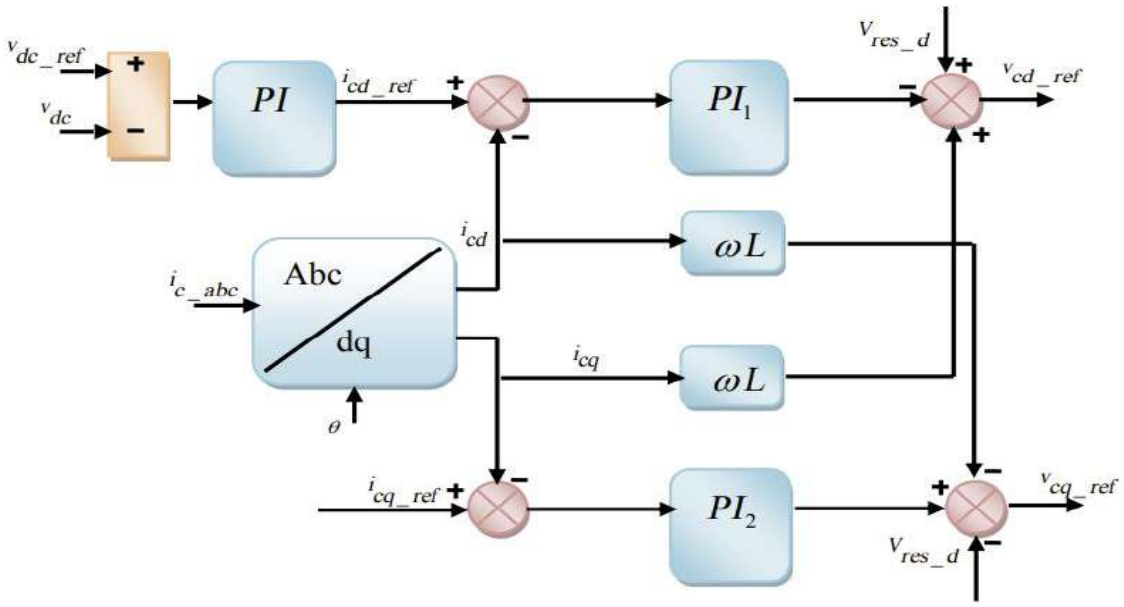


Figure III-16: Schéma bloc de commande de l'onduleur.

III.4 Simulation :

Les figures suivantes montrent le démarrage et régime de fonctionnement normale d'une liaison VSC-HVSC

A t = 0 ~ 0.1 s

Avant le démarrage les IGBT des convertisseurs sont bloqué après un redresseur non commande a été créé par les diode antiparallèle.

Les condensateurs sont chargés par la source alternatif jusqu'à 1pu (une tension crête

De tension alternatif applique).

A t = 0.1~ 1 s :

Les condensateurs sont chargés, le VSC convertisseur peut débuter, Puis a t=0.3s le MLI débloque le convertisseur de la station

Les grandeurs de simulation sont présentées comme suit :

V_abc est la tension alternative du réseau

I_abc est le courant alternatifs du réseau

V_dc et V_dcref_ est la composante directe (repère dq) de la tension alternative et sa référence.

Pref est la puissance active

Qref est la puissance réactive

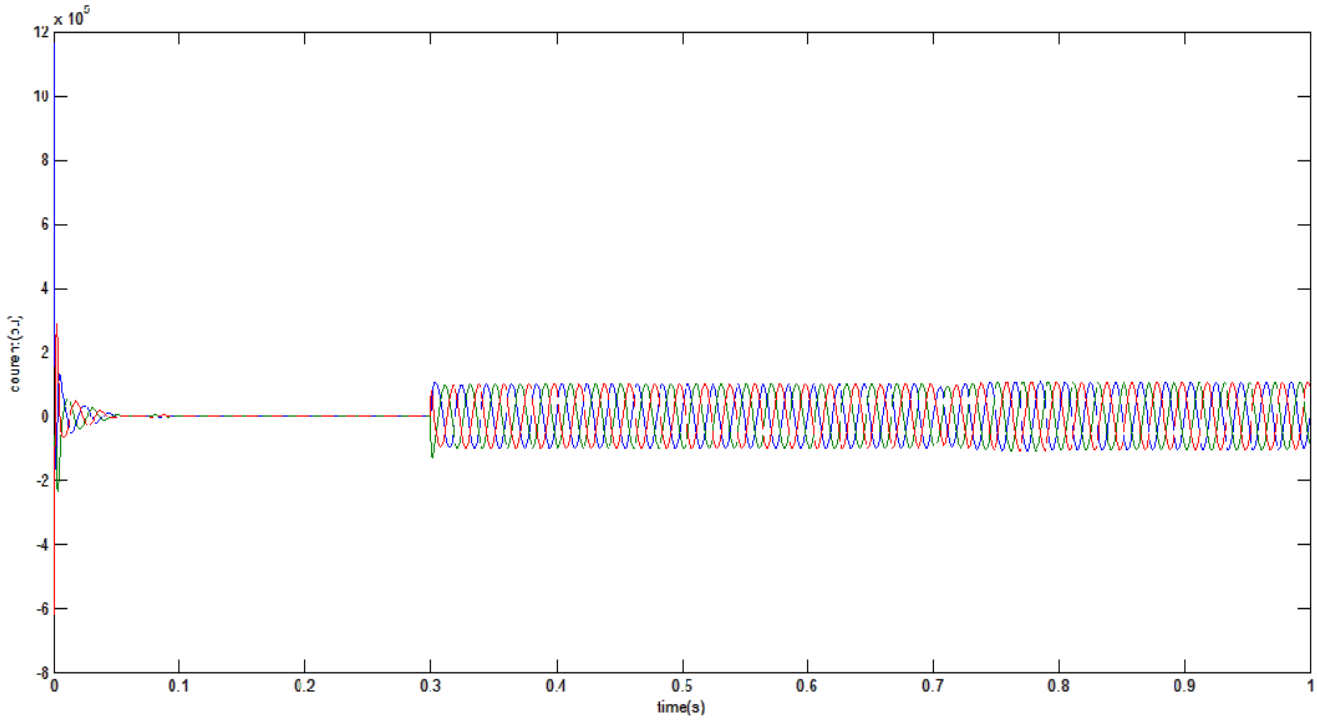


Figure III-17 : I_abc

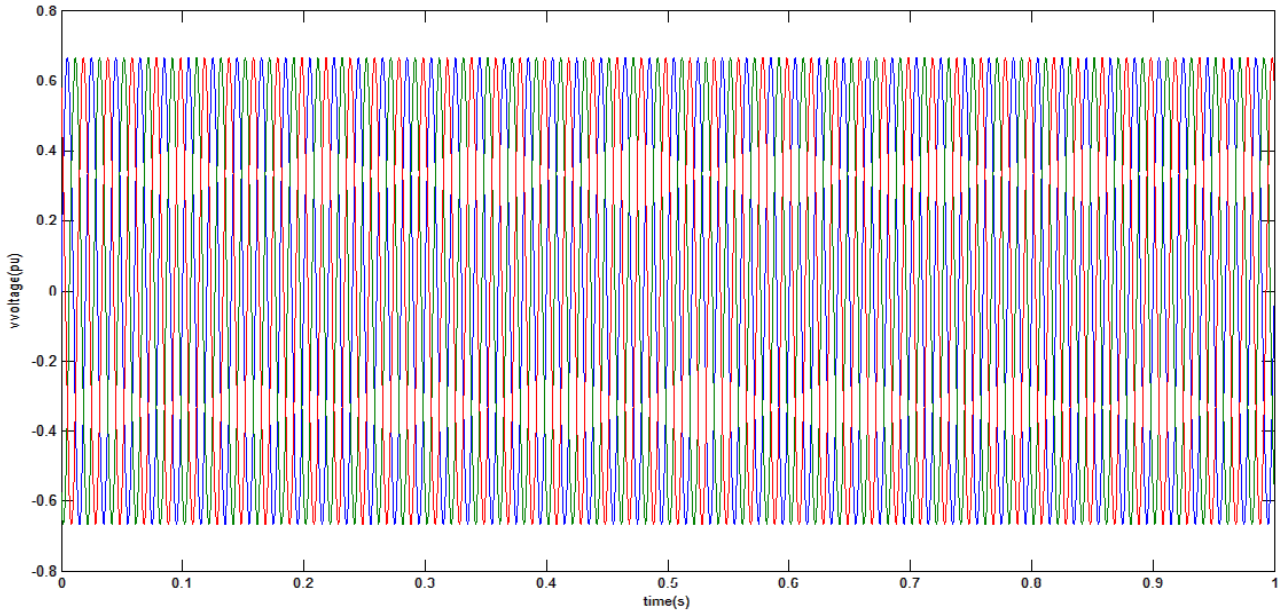


Figure III-18: V_abc

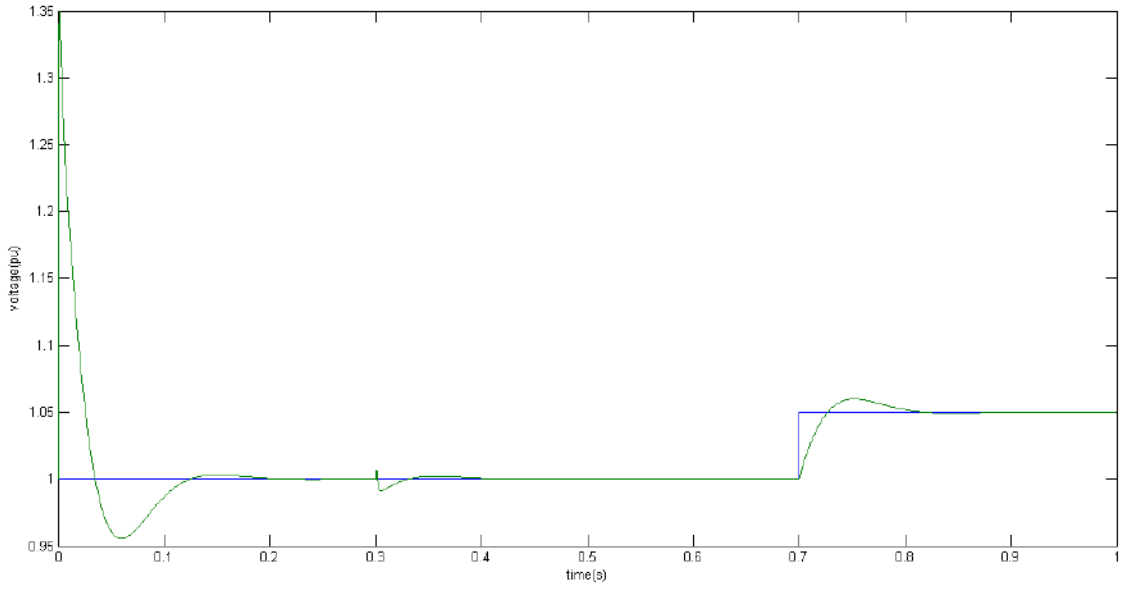


Figure III-19 :V_dc & V_dcref

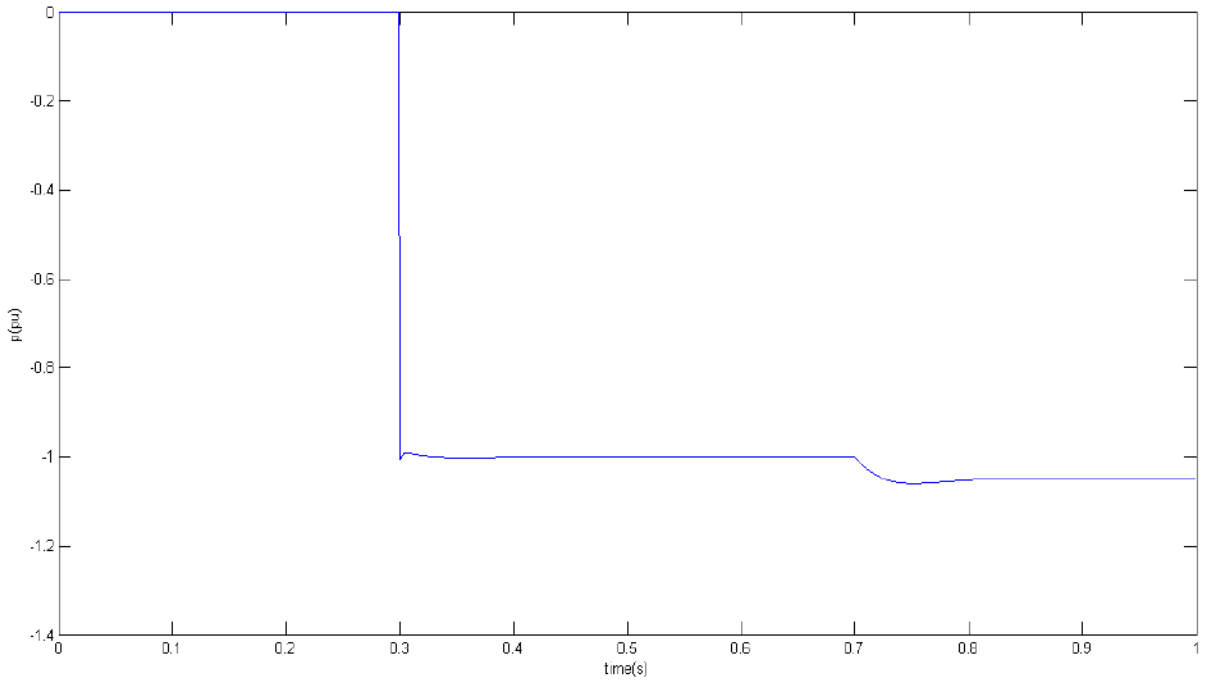


Figure III-20 : Puissance active pref

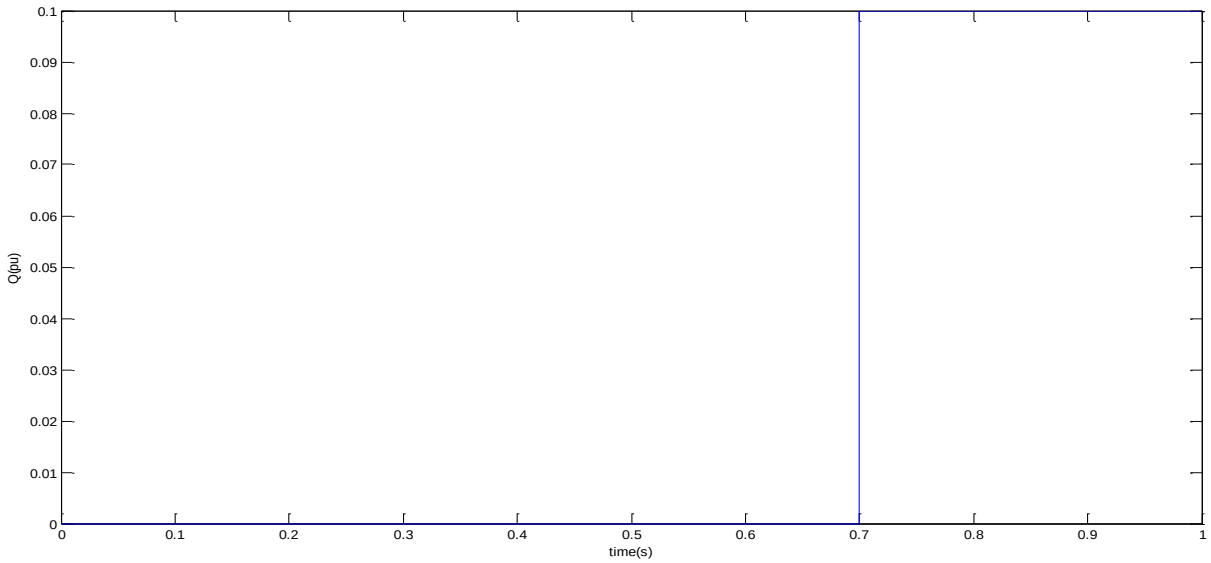


Figure III-21 : Puissance réactive Qref

Conclusion

A partir des résultats de simulation précédente on peut dire que, la simulation nous a montré l'avantage relié à l'utilisation des convecteurs de type voltage source « VSC » commandé par Modulation de Large Impulsion "MLI" dans le transport d'énergie électrique en courant continue HVDC. Ces derniers sont caractérisés par le pouvoir de régler la puissance active, la puissance réactive, la tension continue. D'après les résultats l'existence de convecteurs de type voltage source "VSC" commandé par Modulation de Large Impulsion "MLI" dans le transport d'énergie électrique en courant continue HVDC assure l'indépendance de contrôle de la puissance active et la puissance réactive, la rapidité de réglage lors d'annulation et l'inversion du sens du transfert de la puissance active et la puissance réactive entre le réseau alternatif est le convertisseur vsc.

Conclusion générale :

Ce travail m'a permis d'étudier le fonctionnement du transport d'électricité en courant continue HVDC, Cette technologie est utiliser plus comme une moyenne pour faire des interconnexions entre des réseaux AC synchrone ou non-synchrone, c'est aussi une solution économiquement rentable pour transporter l'énergie électrique sur longue distance**.** Nous avons expliqué les différentes topologies existantes en nous focalisant sur les deux topologies plus récentes : VSC et MMC. Nous avons détaillé leurs méthodes de contrôle et leurs différents avantages.

L'objectif de mon travail de fin d'étude était de d'étudier et examiner la capacité d'un lien HVDC de type VSC commandé par un MLI pour avoir une interconnexion avec un minimum de pertes et une bonne contrôlabilité.

Pour atteindre cet objectif, nous avons suivi les étapes :

- Comprendre la technologie HVDC sur la base des travaux de modélisation et de contrôle existants

- examiner le lien VSC HVDC et voir sa réponse au changement des référence de puissance active et réactive et la puissance alternative

- étudier les câblés utiliser dans le transport a courant continu

- examiner le lien VSC HVDC en ajoutons un réseau standard comme une charge et voir sa réponse défaut cotée alternatif et cotée continue

les résultat ont montré que le système VSC-HVDC peut efficacement améliorer la performance globale du réseau alternatif, en effet l'utilisation des convertisseur VSC et la technique de modulation de large d'impulsion MLI a permet le contrôle indépendant des puissance active transporté par la ligne a courant continue et les puissance réactives de chaque terminal , ces résultat ont montré que la topologie bipolaire est la meilleur solution pour avoir un transport de grande puissance avec des pertes minimiser.

BIBLIOGRAPHIE

[1] Hammons, T.J.; Woodford, D.; Loughtan, J.; Chamia, M. more authors, "Role of HVDC transmission in future energy development", Power Engineering Review, IEEE (Volume:20, Issue: 2), Feb. 2000

[2] S. Alvarez, P. Ladoux, E. Carroll, "Characterisation of Low Voltage IGCTs (3,3KV) by using and Opposition Method Test Bench" PCIM'04 – International Exhibition and Conference for Power Electronics Intelligent Motion Power Quality, NUREMBERG (Allemagne), Mai 2004

[3] Siemens.com/energy/hvdc proven technology for power exchange

[4] P. Kundur. Power System Stability and Control. McGraw - Hill, Inc, 1994

[5] R.C. Dorf, editor. The Electrical Engineering Handbook, Second Edition. CRC Press in cooperation with IEEE Press, University of California, 1997.

[6] V.K. Sood, Position paper for Canadian Electrical Association on "Artificially Commutated HVDC Inverters", March 1989, Contract No. ST-174B.

[7] B. Jacobson, Y. Jiang-Hafner, P. Rey, G. Asplund, "HVDC with Voltage Source Converters and Extruded Cables for up to ± 300 kV and 1000 MW," Cigre Session 2006, B4-105.

[8] Trans. Power Systems, Vol. 89, 1970, pp. 723-732.

[9] Siemens.com/energy/hvdc provn technology for power exchange

[10] Z. Huang, B.T. Ooi, L.A. Dessaint, and F.D. Galiana. Exploiting Voltage Support of Voltage-Source HVDC. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, 150(2) :252 – 256, 2003.

[11] A. Kumar, M. Prasad, R. Chakraborty, and R.C. Maheshwari. A Feasibility Study of an Asynchronous Interconnection for Industries with Captive Generation. In International Conference on Large High Voltage Electric Systems. CIGRE'98., Paris, 1998.

[12] P. Kundur. Power System Stability and Control. McGraw - Hill, Inc, 1994.

[13] J. Reeve. Multiterminal HVDC Power Systems. IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, PAS - 99(3) :729 – 737, 1980.

[14] W.F. Long, J. Reeve, J.R. Mc Nichol, R.E. Harrison, and J.P. Bowles. Conside- rations for Implementing Multiterminal DC Systems. IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, PAS - 104(9) :2521 – 2530, 1985.

[15] S. Lefebvre, W. K. Wong, J. Reeve, M. Baker, and D. Chapman. Considerations for Modeling MTDC Systems in Transient Stability Programs. IEEE Transactions Power Delivery, 6(1) :397 – 404, 1991.

[16] "VSC transmission," Cigré Working Group B4.37-269, Tech. Rep., 2005.

[17] G. Asplund, K. Eriksson, and H. Jiang, "DC transmission based on voltage source converters," in Cigré Colloquium on HVDC and FACTS, South Africa, 1997.

[18] S. P. Teeuwsen, "Simplified dynamic model of a voltage-sourced converter with modular multilevel converter design," IEEE PE Power System Conf. and Exp., pp. 1-6, Seattle, WA, USA, Mar. 2009.

[19] "VSC transmission", CIGRE Working Group B4.37, Technical Brochure 269, 2005.

[20] "Components Testing of VSC System for HVDC Applications", CIGRE Working Group B4.48, Technical Brochure 447, 2011.

[21] R. Marquardt, "Current rectification circuit for voltage source inverters with separate energy stores replaces phase blocks with energy storing capacitors," German Patent DE10103031B4, Jan. 24, 2001.

[22] Knaak, H.-J.,"Modular multilevel converters and HVDC/FACTS: A success story,"in Proceedings of the 2011-14th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2011), Aug. 30 2011-Sept. 1 2011

[23] X. Li, Z. Yuan, J. Fu, Y. Wang, T. Liu and Z. Zhu, "Nanao multi-terminal VSC-HVDC project for integrating large-scale wind generation," 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, 2014, pp. 1-5.

[24] G. Tang, Z. He, H. Pang, X. Huang and X. p. Zhang, "Basic topology and key devices of the five-terminal CC grid," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 1, no. 2, pp. 22-35, June 2015

[25] R. Marquardt, "Modular multilevel converter topologies with DC-short circuit current limitation," 2011 IEEE 8th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), pp.1425-1431, May 30-June 3, 2011.

[26] H. Saad, S. Dennetière, J. Mahseredjian, P. Delarue, X. Guillaud, J. Peralta, S. Nguefeu, "Modular Multilevel Converter Models for Electromagnetic Transients", IEEE Transactions on Power Delivery, vol.29, no.3, pp.1481,1489, June 2014.

[27] J. Peralta, H. Saad, S. Dennetière, J. Mahseredjian, and S. Nguefeu, "Detailed and averaged models for a 401-level MMC-HVDC system," IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 27, no. 3, pp. 1501-1508, July 2012.

[28] U. N. Gnanarathna, A. M. Gole, and R. P. Jayasinghe, "Efficient modeling of modular multilevel HVDC converters (MMC) on electromagnetic transient simulation programs," IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 26, no. 1, pp. 316-324, Jan. 2011.

[29] P. Le-Huy, P. Giroux, J.-C. Soumagne, "Real-Time Simulation of Modular Multilevel Converters for Network Integration Studies," International Conf. on Power Systems Transients, Delft, Netherlands June 14-17, 2011.

[30] H. Saad, S. Dennetière, J. Mahseredjian, P. Delarue, X. Guillaud, J. Peralta, S. Nguefeu, "Modular Multilevel Converter Models for Electromagnetic Transients," Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.29, no.3, pp.1481,1489, June 2014.

[31] S. Norrga, L. Angquist, K. Ilves, et al. "Frequency-domain modeling of modular multilevel onverters," IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, pp. 4967-4972, 25-28 Oct. 2012.

[32] P. Delarue, F. Gruson, X. Guillaud, "Energetic Macroscopic Representation and Inversion Based control of a Modular Multilevel Converter", 15th European Conference on Power Electronic and Applications, Lille, France, Sep 2013.

[33] P. Munch, D. Gorges, M. Izak, and S. Liu, "Integrated current control, energy control and energy balancing of modular multilevel converters," IECON 2010 - 36th Annual Conference, IEEE Industrial Electronics Society, pp.150-155, 7-10 Nov., 2010.

[34] H. Ouquelle, L. A. Dessaint, and S. Casoria, "An average value model-based design of a deadbeat controller for VSC-HVDC transmission link," IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, pp. 1-6, Calgary, AB, Canada, July 2009.

[35] A.M., Alsseid, D.; Jovcic, A., Starkey, «Small signal modelling and stability analysis of multiterminal VSC-HVDC," Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on, vol., no., pp.1,10, Aug. 30 2011-Sept. 1 2011

[36] H. Jin, "Behavior-mode simulation of power electronic circuits," IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 12, no. 3, pp. 443-452, May 1997.

[37] B. Chaudhuri, R. Majumder, B. Chaudhuri, Jiuping Pan, "Stability Analysis of VSC MTDC Grids Connected to Multimachine AC Systems," Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.26, no.4, pp.2774,2784, Oct. 2011.

[38] G. Casadei, R. Teodorescu, C. Vlad, L. Zarri, «Analysis of dynamic behavior of Modular Multilevel Converters: Modeling and control," 16th International Conference on System Theory Control and Computing (ICSTCC) 2012, pp.1,6, 12-14 Oct. 2012

[39] Ramesh D, Pandey R. K, "HVDC converter control performance during faults", IEEE- international conference on advances in engineering, science and management (lCAESM - 2012) March 30, 31, 2012.

[40] Bhookya N and V. RamanaRaoP, M. Sydulu, "Improvement of Power System Stability using Artificial Neural Network based HVDC Controls", Majlesi Journal of Electrical Engineering Vol. 7, No.2, June 2013.

[41] Benadja M, "Approches pour la réduction de l'impact de défaut dans le Transport d'énergie du parc éolien offshore via VSC-HVDC", Doctorat en génie Ph. D Montréal, 2016.

[42] Venjakob O, Kubera S, Hibberts R, Caswell, Forsyth PA and Maguire T.L, "Setup and performance of the real-time simulator used for hardware-in-loop-tests of a VSC-based HVDC scheme for offshore applications", Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients (IPST'13) in Vancouver, Canada July 18-20, 2013.

[43] Saad H, Ould-Bachir T, Mahseredjian J, Dufour, Dennetiere C, Nguefeu S, "Real-Time Simulation of MMCs Using CPU and FPGA", Power Electronics, IEEE Transactions on, vol.30, no.1, pp.255,261, 2015.

[44] Dell Aquila A et al, "A fuzzy-logic CC-PWM three-phase AC/DC converter", IEEE, Proc, LAS 2000, pp. 987-992, Octobre 2000.

[45] Hiteshkumar P, "Modeling of Voltage Source Converter Based HVDC Transmission System in EMTP-RV", A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Applied Science Electrical and Computer Engineering University of Ontario Institute of Technology, 2010.

[46] Benfeng G, Ruixue Z and Xuewei Z, "A Novel Procedure for Protection Setting in an HVDC System Based on Fault Quantities", J Electr Eng Technol.2016; 12 1921-718.

[47] Bauer J. G, Wissen M, Gutt T, Biermann J, Schäffer C, Schmidt G, F Pfirsch, "New 4.5 kV IGBT and diode chip set for HVDC Transmission Applications", PCIM Europe 2014, 20 – 22 May 2014, Nuremberg, Germany, 2014.

[48] Vijay S P. H, "Comparison between Direct and Vector control Strategy for VSC-HVDC system in EMTP-RV", In: proceedings of Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, IEEE. New Delhi, India, 2010.