

République Algérienne Démocratique et Populaire  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**



**UNIVERSITÉ DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES**  
**Faculté de Génie Electrique**  
**Département d'Electrotechnique**

Thèse présentée par :

**BELGACEM Moussa**

Pour l'obtention du diplôme de :

**Doctorat en Electrotechnique**  
**Spécialité : Réseaux électriques**

Intitulé de la thèse :

**Contribution à l'étude des réseaux maillés à courant continu pour les futurs  
réseaux électriques intelligents**

*Présentée devant le jury composé de :*

Président	FELLAH Mohammed-Karim	Professeur	UDL-Sidi Bel Abbès
Directeur de thèse	KHATIR Mohamed	Professeur	UDL-Sidi Bel Abbès
Co-directeur de thèse	DJEHAF Mohammed-Abdeldjalil	MCB	UDL-Sidi Bel Abbès
Examineurs :	FLITTI Mohamed	MCA	Université de Ain Témouchent
	NASSOUR Kamel	MCA	UDL-Sidi Bel Abbès

Soutenue le : 31 / 03 / 2022

## **Remerciements**

*En tout premier lieu, je remercie le bon Dieu, tout puissant, de m'avoir donné la force pour survivre, ainsi que l'audace pour dépasser toutes les difficultés.*

*J'adresse un remerciement tout particulier à mon directeur de thèse, le Professeur, KHATIR Mohamed pour avoir dirigé ce travail avec beaucoup d'efforts et de patience, son soutien moral, sa compréhension et ses encouragements constants, aussi pour les nombreuses discussions que nous avons eues.*

*Je voudrais remercier M. DJEHAF Mohammed-Abdeldjalil mon co-directeur de thèse, qui a lui aussi contribué à la réussite de ces travaux de thèse. Je le remercie pour son support technique.*

*Je tiens à exprimer mes remerciements les plus sincères à Monsieur FELLAH Mohammed-Karim Professeur à Université de Djillali Liabès Sidi Bel Abbes, pour l'honneur qu'il m'a fait en présidant le jury de ma soutenance.*

*En plus, Je tiens à remercier les membres du jury : M. FLITTI Mohamed Maitre de conférences à l'Université de Ain Témouchent et M. NASSOUR Kamel Maitre de conférences à l'Université de Sidi Bel Abbes pour l'honneur qu'ils me font et pour l'intérêt qu'ils ont porté à mes travaux en examinant ce travail et en acceptant de participer au jury*

*Enfin mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué directement ou indirectement à la réussite de ce travail.*

# **Dédicaces**

*À mes chers parents*

*À mes frères et ma sœur*

*À tous mes proches et amis*

# Table des matières

<b>Table des matières.....</b>	<b>I</b>
<b>Liste des figures .....</b>	<b>IV</b>
<b>Liste des tableaux .....</b>	<b>XI</b>
<b>Liste des abréviations et Symboles .....</b>	<b>XII</b>
<b>Introduction générale .....</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre I      État de l'art des systèmes HVDC multi-terminaux .....</b>	<b>5</b>
I.1 Introduction .....	5
I.2 État de l'art sur les réseaux de transport à courant continu.....	5
I.2.1 HVAC vs HVDC.....	5
I.2.2 Trois grandes étapes dans la technologie HVDC.....	8
I.2.3 Configurations d'un système HVDC .....	12
I.3 Système multiterminal à courant continu .....	14
I.3.1 Systèmes MTDC existants dans le monde .....	16
I.3.2 Topologies d'un réseau MTDC.....	19
I.3.3 Les défis du réseau MTDC .....	22
I.4 Réseaux électriques intelligents « Smart Grid » aux services des systèmes MTDC.....	25
I.4.1 Rôle du Smart Grid pour une intégration efficace des énergies renouvelables dans le réseau MTDC.....	26
I.4.2 Intégration des énergies renouvelable par les systèmes MTDC .....	26
I.5 Technologies essentielles pour les réseaux MTDC .....	27
I.5.1 Câbles HVDC.....	27
I.5.2 Disjoncteur à courant continu .....	29
I.5.3 Convertisseur DC/DC .....	34
I.6 Conclusion .....	38
<b>Chapitre II      Modélisation et commande d'un système MTDC à base de VSC-HVDC .....</b>	<b>39</b>
II.1 Introduction .....	39
II.2 Convertisseur source de tension (VSC) .....	39
II.2.1 Structure d'un convertisseur VSC .....	39
II.2.2 Modèle équivalent du côté AC d'un système .....	42
II.2.3 Modulation de Largeur d'Impulsion Sinusoïdale (S-MLI).....	44
II.2.4 Diagramme P – Q d'un convertisseur VSC .....	46
II.2.5 Modèle équivalent du côté DC du VSC.....	48



II.2.5	Modèle de la ligne de transport .....	49
II.3	Contrôle d'un système VSC-HVDC .....	50
II.3.1	Boucle à verrouillage de phase (Phase-Locked Loop, PLL) .....	52
II.3.2	Boucle de contrôle interne du courant alternatif (Inner controller) .....	53
II.3.3	Boucles de contrôle externes (Outer Controllers).....	57
II.4	Stratégies de commande des systèmes MTDC .....	61
II.4.1	Stratégies de contrôle de la tension DC .....	62
II.5	Conclusion .....	67
<b>Chapitre III</b>	<b>Performances dynamiques d'un système multiterminal VSC-HVDC.....</b>	<b>68</b>
III.1	Introduction.....	68
III.2	Description du système étudié .....	68
III.3	Commande du système VSC-MTDC par la méthode maître/esclave (master slave) .....	69
III.3.1	Variation de la puissance active côté VSC3.....	69
III.3.2	Court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 .....	73
III.3.3	Court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3.....	76
III.3.4	Déconnexion du convertisseur esclave (VSC2) .....	78
III.3.5	Déconnexion du convertisseur maître (VSC1) .....	81
III.4	Commande du système VSC-MTDC par la méthode marge de tension (voltage margin).....	84
III.4.5	Déconnexion du convertisseur maître (VSC1) .....	84
III.5	Système VSC-HVDC à 3 terminaux connecté à un réseau passif .....	88
III.5.1	Caractéristiques de charge à puissance constante du réseau DC.....	88
III.5.2	Description du système de contrôle du réseau MTDC connecté à un réseau passif .....	89
III.5.3	Variation de la puissance active côté VSC3.....	91
III.5.4	Court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 .....	93
III.6	Conclusion .....	97
<b>Chapitre IV</b>	<b>Fonctionnement et commande d'un système VSC-MTDC par la méthode de</b>	
	<b>statisme de tension .....</b>	<b>98</b>
IV.1	Introduction.....	98
IV.2	Système VSC-MTDC à 4 terminaux .....	98
IV.3	Fonctionnement d'un système VSC-MTDC avec la commande statisme de tension (droop control).....	99
IV.3.1	VSC1 et VSC2 ont la même valeur de statisme .....	99
IV.3.1	<i>Variation de la puissance active côté VSC3.....</i>	<i>100</i>
IV.3.2	<i>Court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3.....</i>	<i>103</i>

IV.3.3 <i>Déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande « statisme de tension »</i> .....	104
IV.3.2 VSC1 et VSC2 ont des valeurs différentes de statisme .....	106
IV.3.1 <i>Variation de la puissance active côté VSC3</i> .....	107
IV.3.2 <i>Court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3</i> .....	109
IV.3.2 <i>Variation de puissance côté VSC3 avec différentes valeurs du coefficient de statisme</i> .....	110
IV.4 Fonctionnement d'un système VSC-MTDC avec la commande statisme de tension à bande morte (Dead band droop control).....	112
IV.4.1 <i>Déconnexion du convertisseur maître (VSC1)</i> .....	113
IV.5 Conclusion .....	116
<b>Chapitre V      Systèmes VSC-MTDC maillés au service d'un « Supergrid »</b> .....	<b>117</b>
V.1 Introduction .....	117
V.2 Système MTDC au service d'un super-réseau « Supergrid » .....	117
V.2.1 <i>L'énergie éolienne offshore</i> .....	119
V.3 Système MTDC maillé.....	121
V.3.5 <i>Les pertes dans les systèmes MTDC</i> .....	122
V.4 Étude d'un système VSC-MTDC maillé à 4 terminaux .....	123
V.4.1 <i>Commande marge de tension</i> .....	124
IV.3.1 <i>Déconnexion du convertisseur VSC1 chargé du contrôle de la tension DC</i> .....	124
IV.3.2 <i>Déconnexion du convertisseur VSC4 chargé du contrôle de la puissance</i> .....	126
V.4.2 <i>Commande statisme de tension</i> .....	127
IV.3.1 <i>Déconnexion du convertisseur VSC1 chargé du contrôle de statisme</i> .....	127
IV.3.2 <i>Déconnexion du convertisseur VSC4 chargé du contrôle de la puissance</i> .....	129
V.4.3 <i>Commande statisme à bande morte</i> .....	131
IV.3.1 <i>Déconnexion du convertisseur VSC1 chargé du contrôle de statisme</i> .....	131
V.5 Comparaison entre les pertes d'une liaison radiale et maillée .....	133
V.6 Conclusion .....	135
<b>Conclusion générale</b> .....	<b>136</b>
<b>Annexes A</b> .....	<b>138</b>
A.1. Paramètres des réseaux MTDC à base de convertisseurs VSC.....	138
<b>Annexes B</b> .....	<b>140</b>
B.1. Programme d'interface MATLAB/PSCAD .....	140
<b>Annexes C</b> .....	<b>142</b>
<b>Références bibliographiques</b> .....	<b>144</b>

## Liste des figures

<b>Figure I.1</b> : Coût des investissements dans la technologie HVAC ou HVDC.....	6
<b>Figure I.2</b> : Comparaison du terrain en cas d'installation de réseaux de transport en AC et en DC.....	7
<b>Figure I.3</b> : Schéma illustratif des réseaux de transport AC et DC .....	8
<b>Figure I.4</b> : Système LCC-HVDC à 12 impulsions .....	9
<b>Figure I.5</b> : Convertisseur VSC à 2 niveaux .....	10
<b>Figure I.6</b> : a) Topologie du MMC ; b) convertisseur en demi-pont du ième SM .....	11
<b>Figure I.7</b> : Forme d'onde de la tension d'un MMC à 17 niveaux .....	11
<b>Figure I.8</b> : Représentation unifilaire d'une station de conversion HVDC connectée à un réseau AC .....	12
<b>Figure I.9</b> : Configuration monopolaire .....	13
<b>Figure I.10</b> : Configuration bipolaire .....	13
<b>Figure I.11</b> : Systèmes HVDC dos à dos .....	14
<b>Figure I.12</b> : Schéma unifilaire d'un réseau DC, (a) point à point HVDC, (b) multiterminal HVDC	15
<b>Figure I.13</b> : Projet de Zhang-Bei : réseau HVDC à quatre terminaux, destiné à alimenter Pékin en énergie à partir de sources renouvelables .....	16
<b>Figure I.14</b> : Projet de Zhoushan : réseau HVDC à cinq terminaux interconnectant cinq îles et la Chine continentale, construit en 2014.....	17
<b>Figure I.15</b> : Réseau HVDC à trois terminaux du projet Nanao, destiné à transférer l'énergie éolienne vers la Chine continentale construit en 2013 .....	17
<b>Figure I.16</b> : Projet multiterminal HVDC de Québec - Nouvelle-Angleterre .....	18
<b>Figure I.17</b> : Liaison HVDC multiterminale de SACOI (Sardaigne-Corse-Italie).....	19
<b>Figure I.18</b> : Schéma de classification du réseau MTDC .....	19
<b>Figure I.19</b> : (a) Réseau MTDC série et (b) Architecture en série des stations de conversion.....	20
<b>Figure I.20</b> : (a) Réseau MTDC radial et (b) Architecture en parallèle des stations de conversion...	21
<b>Figure I.21</b> : (a) Réseau MTDC maillé et (b) Architecture maillée des stations de conversion.....	21
<b>Figure I.22</b> : Réseau électrique intelligent avec diverses unités de production et applications.....	25
<b>Figure I.23</b> : Rôle du Smart Grid basé sur la technologie MTDC pour l'intégration des énergies renouvelables dans un super réseau .....	26
<b>Figure I.24</b> : Câbles HVDC à papier imprégné .....	28
<b>Figure I.25</b> : Câbles HVDC extrudés à isolation synthétique XLPE.....	29
<b>Figure I.26</b> : Élimination d'un défaut DC, (a) avec un disjoncteur AC dans une liaison point à point HVDC, (b) avec un disjoncteur DC dans une liaison MTDC.....	30
<b>Figure I.27</b> : Circuit de disjoncteur résonnant à courant continu .....	30

<b>Figure I.28</b> : Disjoncteur DC statique, (a) à base d'IGBT, (b) à base d'IGCT .....	31
<b>Figure I.29</b> : Disjoncteur DC hybride .....	32
<b>Figure I.30</b> : Possibilité de création d'un réseau MTDC à l'aide de convertisseurs DC-DC.....	35
<b>Figure I.31</b> : Classification proposée pour les convertisseurs DC-DC dédiés aux applications des systèmes MTDC.....	36
<b>Figure I.32</b> : Convertisseurs DC-DC à topologies isolées, (a) DAB à deux niveaux, (b) DAB modulaire à multiniveaux, (c) DAB multi-modules en cascade .....	36
<b>Figure I.33</b> : Convertisseurs DC-DC à base d'autotransformateur .....	37
<b>Figure I.34</b> : Convertisseurs DC-DC résonnant .....	37
<b>Figure I.35</b> : Convertisseurs DC-DC à structure hybride .....	38
<b>Figure II.1</b> : Principaux composants d'une station VSC-HVDC .....	40
<b>Figure II.2</b> : Circuit équivalent du côté AC de la station VSC-HVDC sans prendre en compte les pertes .....	42
<b>Figure II.3</b> : Diagramme de phase du côté AC d'une station VSC-HVDC .....	44
<b>Figure II.4</b> : Stratégie de commutation MLI .....	45
<b>Figure II.5</b> : Forme typique d'onde de la stratégie de commutation Modulation de Largeur d'Impulsion Sinusoïdal .....	45
<b>Figure II.6</b> : Diagramme P-Q d'un convertisseur VSC-HVDC .....	48
<b>Figure II.7</b> : Circuit équivalent pour le côté DC de la station VSC-HVDC.....	49
<b>Figure II.8</b> : Structure simplifiée du câble DC .....	50
<b>Figure II.9</b> : Commande vectorielle d'un convertisseur VSC-HVDC .....	49
<b>Figure II.10</b> : Structure simplifiée de la boucle de régulation de la PLL .....	51
<b>Figure II.11</b> : Boucle interne de courant .....	53
<b>Figure II.12</b> : Référence de trois phases et stationnaire .....	54
<b>Figure II.13</b> : Représentation des vecteur dq .....	55
<b>Figure II.14</b> : Régulateurs externes .....	57
<b>Figure II.15</b> : Schéma de la hiérarchie du système de contrôle du MTDC .....	61
<b>Figure II.16</b> : La technique maître-esclave appliquée à un système HVDC point à point, (a) caractéristique de la tension continue en fonction de la puissance active, (b) schéma de base de la méthode .....	63
<b>Figure II.17</b> : La technique marge de tension appliquée au système HVDC point à point, (a) caractéristique de la tension continue en fonction de la puissance active, (b) schéma de base de la méthode .....	64
<b>Figure II.18</b> : La technique statisme de tension appliquée au système HVDC point à point, (a) caractéristique de la tension continue en fonction de la puissance active, (b) schéma de base de la méthode .....	66
<b>Figure III.1</b> : Système VSC-HVDC à trois terminaux .....	68

<b>Figure III.2 :</b> Caractéristiques PV du système VSC-HVDC à trois terminaux, commandé par la méthode maître-esclave .....	69
<b>Figure III.3 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : maître/esclave) .....	70
<b>Figure III.4 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : maître/esclave) .....	70
<b>Figure III.5 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : maître/esclave) .....	71
<b>Figure III.6 :</b> Courants actifs des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : maître/esclave) .....	71
<b>Figure III.7 :</b> Courants réactifs des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : maître/esclave) .....	72
<b>Figure III.8 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave) .....	73
<b>Figure III.9 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave) .....	74
<b>Figure III.10 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave) .....	74
<b>Figure III.11 :</b> Courants actifs des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave).....	75
<b>Figure III.12 :</b> Courants réactifs des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave).....	75
<b>Figure III.13 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave) .....	77
<b>Figure III.14 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave) .....	77
<b>Figure III.15 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave) .....	78
<b>Figure III.16 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à la déconnexion du convertisseur esclave VSC2 (commande : maître/esclave). .....	79
<b>Figure III.17 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à la déconnexion du convertisseur esclave VSC2 (commande : maître/esclave). .....	79
<b>Figure III.18 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur esclave VSC2 (commande : maître/esclave). .....	80
<b>Figure III.19 :</b> Courants DC des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur esclave VSC2 (commande : maître/esclave) .....	80
<b>Figure III.20 :</b> Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : maître/esclave). .....	81

<b>Figure III.21</b> : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : maître/esclave). .....	82
<b>Figure III.22</b> : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : maître/esclave). .....	82
<b>Figure III.23</b> : Courants DC des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : maître/esclave) .....	83
<b>Figure III.24</b> : Caractéristiques PV du système VSC-HVDC à trois terminaux, commandé par la technique marge de tension .....	84
<b>Figure III.25</b> : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : marge de tension). .....	85
<b>Figure III.26</b> : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : marge de tension). .....	85
<b>Figure III.27</b> : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : marge de tension). .....	86
<b>Figure III.28</b> : Courants DC des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : marge de tension) .....	86
<b>Figure III.29</b> : Système VSC-HVDC à trois terminaux connectés à un réseau passif .....	88
<b>Figure III.30</b> : Caractéristiques tension-courant d'une charge de puissance constante .....	89
<b>Figure III.31</b> : Schéma de contrôle du VSC1 .....	89
<b>Figure III.32</b> : Schéma de contrôle du VSC2 .....	90
<b>Figure III.33</b> : Schéma de contrôle du VSC3 .....	90
<b>Figure III.34</b> : Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à une variation de la puissance active côté VSC2 (commande : maître/esclave) .....	91
<b>Figure III.35</b> : Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à une variation de la puissance active côté VSC2 (commande : maître/esclave) .....	92
<b>Figure III.36</b> : Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à une variation de la puissance active côté VSC2 (commande : maître/esclave) .....	92
<b>Figure III.37</b> : Tension AC des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à une variation de la puissance active côté VSC2 (commande : maître/esclave).....	93
<b>Figure III.38</b> : Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur VSC3 (commande : maître/esclave). .....	94
<b>Figure III.39</b> : Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur VSC3 (commande : maître/esclave). .....	94
<b>Figure III.40</b> : Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur VSC3 (commande : maître/esclave). .....	95
<b>Figure III.41</b> : Tension AC des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur VSC3 (commande : maître/esclave) .....	95

<b>Figure IV.1</b> : Système VSC-MTDC à 4 terminaux .....	99
<b>Figure IV.2</b> : Caractéristiques PV avec la commande statisme de tension appliquée à un système VSC-MTDC à quatre terminaux .....	100
<b>Figure IV.3</b> : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension) .....	101
<b>Figure IV.4</b> : Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension).....	101
<b>Figure IV.5</b> : Courants DC circulants dans le réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension).....	102
<b>Figure IV.6</b> : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension) .....	103
<b>Figure IV.7</b> : Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension).....	103
<b>Figure IV.8</b> : Courants DC circulants dans le réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension) .....	104
<b>Figure IV.9</b> : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande « statisme de tension » (commande : statisme de tension).....	105
<b>Figure IV.10</b> : Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension (commande : statisme de tension).....	105
<b>Figure IV.11</b> : Courants DC circulants dans le réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension (commande : statisme de tension) .....	106
<b>Figure IV.12</b> : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension) .....	107
<b>Figure IV.13</b> : Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension).....	108
<b>Figure IV.14</b> : Courants DC circulants dans le réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension).....	108
<b>Figure IV.15</b> : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension) .....	109
<b>Figure IV.16</b> : Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension).....	109
<b>Figure IV.17</b> : Courants DC circulants dans le réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension) .....	110
<b>Figure IV.18</b> : Puissance transitée par les convertisseurs VSC1 et VSC2 pour différentes valeurs du coefficient de statisme de tension .....	111

<b>Figure IV.19 :</b> Tension DC aux bornes des convertisseurs VSC1 et VSC2 pour différentes valeurs du coefficient de statisme de tension .....	111
<b>Figure IV.20 :</b> Caractéristiques PV avec la commande statisme à bande morte appliquée au système MTDC à quatre terminaux .....	112
<b>Figure IV.21 :</b> Contrôleur de statisme de tension à bande morte .....	113
<b>Figure IV.22 :</b> Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension (commande : VSC4 statisme de tension à bande morte).....	113
<b>Figure IV.23 :</b> Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension (commande : VSC4 statisme de tension à bande morte) .....	114
<b>Figure IV.24 :</b> Courants DC circulants dans le réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension (commande :VSC4 statisme de tension à bande morte).....	114
<b>Figure V.1 :</b> Super-Grids proposés par (a)Friends of the Super-Grid “FOSG” (Lignes DC en vert foncé) (b) Airtricity (Lignes DC en orange) (c) Desertec (Lignes DC en rouge).....	118
<b>Figure V.2 :</b> Représentation possible d'un réseau mondial.....	119
<b>Figure V.3:</b> Évolution de la taille et de la puissance des éoliennes offshore.....	120
<b>Figure V.4:</b> Un aperçu général de l'état des projets éoliens offshore fixes (À la fin de 2018).....	121
<b>Figure V.5:</b> Évolution des parcs éoliens offshore par rapport à la période de mise en service. La dernière période concerne les projets en pré/en construction .....	121
<b>Figure V.6:</b> Configurations communes des super-réseaux et des réseaux AC, a) Ligne DC unitaire et interconnexion AC/DC multiterminaux, b) Réseau DC maillé et interconnexion AC/DC multiterminaux, c) Terminaux AC et réseau DC indépendant .....	122
<b>Figure V.7 :</b> Système VSC-MTDC maillé à 4 terminaux.....	123
<b>Figure V.8 :</b> Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé du mode de tension DC (commande : marge de tension) .....	125
<b>Figure V.9 :</b> Tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé du mode de tension DC (commande : marge de tension) .....	125
<b>Figure V.10 :</b> Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC4 doté du contrôle de la puissance (commande : marge de tension).....	126
<b>Figure V.11 :</b> Tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC4 doté du contrôle de la puissance (commande : marge de tension).....	127
<b>Figure V.12 :</b> Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé du mode de statisme (commande : statisme de tension). .....	128
<b>Figure V.13 :</b> Tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé du mode de statisme (commande : statisme de tension). .....	129
<b>Figure V.14 :</b> Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 doté du contrôle de la puissance (commande : statisme de tension) .....	130



---

<b>Figure V.15</b> : Tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC4 doté du contrôle de la puissance (commande : statisme de tension) .....	130
<b>Figure V.16</b> : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 doté du mode de statisme (commande : statisme de tension à bande morte) ...	132
<b>Figure V.17</b> : Tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 doté du mode de statisme (commande : statisme de tension à bande morte) .....	132
<b>Figure V.18</b> : Topologies des systèmes VSC-MTDC étudiés a) Liaison radiale, b) Liaison maillée .....	133
<b>Figure V.19</b> : Comparaison entre les pertes dans la ligne DC d'une liaison radiale et liaison maillée pendant le fonctionnement en régime normal.....	134
<b>Figure V.20</b> : Comparaison entre les pertes dans la ligne DC d'une liaison radiale et liaison maillée suite à une variation de puissance .....	134
<b>Figure C.1</b> : Modèle PSCAD/EMTDC d'un réseau VSC-MTDC à 3 terminaux.....	142
<b>Figure C.2</b> : Station de conversion VSC à 2 niveaux .....	142
<b>Figure C.3</b> : Schéma de contrôle d'une station VSC, contrôlé en VDC et en VAC .....	143
<b>Figure C.4</b> : Schéma de contrôle d'une station VSC, contrôlé en PAC et en VAC. ....	143
<b>Figure C.5</b> : Schéma Contrôle interne d'une station VSC.....	144
<b>Figure C.6</b> : Schéma du câble DC.....	144

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1</b> : Comparaison entre les réseaux MTDC en série et en parallèle .....	22
<b>Tableau I.2</b> : Comparaison des caractéristiques de disjoncteurs DC .....	32
<b>Tableau I.3</b> : Caractéristiques principales des projets MTDC basés sur VSC .....	34
<b>Tableau IV.1</b> : Références de puissance, tension DC et coefficients de statisme des convertisseurs (commande : statisme de tension). .....	99
<b>Tableau IV.2</b> : Puissances initiales des 4 convertisseurs du système MTDC étudié .....	101
<b>Tableau IV.3</b> : Références de puissance, tension DC et coefficients de statisme des convertisseurs (commande : statisme de tension) .....	107
<b>Tableau IV.4</b> : Différentes valeurs de statisme pour une variation de puissance côté VSC3 .....	110
<b>Tableau V.1</b> : Différents scénarios étudiés .....	124
<b>Tableau V.2</b> : Différentes valeurs de référence du réseau MTDC (commande: marge de tension). .....	124
<b>Tableau V.3</b> : Différentes valeurs de référence du réseau MTDC (commande: statisme de tension à bande morte) .....	131
<b>Tableau A.1</b> Paramètres du système VSC-MTDC 3 terminaux .....	138
<b>Tableau A.2</b> Paramètres du système VSC-MTDC 4 terminaux .....	138
<b>Tableau A.3</b> Paramètres des contrôleurs PI utilisés pour le système VSC-MTDC .....	139

## Liste des abréviations et des symboles

### I- Liste des abréviations

ABB	ASEA Brown Boveri
AC	Alternating Current (courant alternatif)
CB	Circuit Breakers
CPL	Constant Power Load
CSC	Current Source Converter (Convertisseur source de courant)
DAB	Dual Active Bridge (convertisseur à double pont actif)
DC	Direct Current (courant continu)
EMTDC	Electro-Magnetics Transients for DC
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
F2F	Front-to-Front converter (Convertisseur Front-à-Front)
GTO	Gate Turn Of Thyristor (thyristor à extinction par la gâchette)
HVAC	High Voltage Alternating Current (Courant alternatif haute tension)
HVDC	High Voltage direct current (Courant continu haute tension)
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor bipolaire à grille isolé)
IGCT	Thyristor à commutation de grille intégré (Integrated gate-commutated thyristor)
LCC	Line-Commutated Converter (Convertisseurs commutés par les lignes)
MI	Mass impregnated (papier imprégné)
MMC	Modular multilevel converter (Convertisseur modulaire multiniveaux)
MTDC	Multi-Terminal DC grids (Réseaux à courant continu multiterminaux)
NPC	Neutral Point Clamped (Convertisseur Clampé par le Neutre)
PCC	Point of Common Coupling (Point de couplage commun)
PI	Proportional-Integral (Proportionnel- Intégral)
PLL	Phase-Locked Loop (Boucle à verrouillage de phase)
PPL	Polypropylene laminate paper (Isolation mixte papier-polypropylène)
SCFF	Contained Fluid Filled cables (Câbles à isolation huile fluide)
SCR	Rapport de court-circuit
S-MLI (SPWM)	Modulation de Largeur d'Impulsion Sinusoïdale (Sinusoidal Pulse Width Modulation)
RLC	Circuit comportant une résistance, une inductance et un condensateur
THD	Taux harmonique de distorsion (Total Harmonic Distortion)
TRV	Tension de rétablissement transitoire (Transient Recovery Voltage)
VSC	Voltage Source Converters (Convertisseur source de tension)
XLPE	eXtruded cross-bound PolyEthylene

## II- Symboles

$*$ , ref	Valeur de référence
abc	Phases a, b, c
dq	Repère tournant de PARK
$\alpha, \beta$	Repère diphasé de CLARKE
$\omega$	Vitesse angulaire du réseau AC
$\delta$	Déphasage entre $V_s$ et $V_c$
$\theta$	Angle de rotation
Y	Connexion du transformateur en étoile
$m_a$	Indice de modulation
$V_c$	Tension A, au convertisseur
$V_s$	Tension AC, au PCC
$V_{DC}$	Tension du bus DC
$I_s$	Courant alternatif
$I_{DC}$	Courant continu
$I_{cap}$	Courant circulant dans la capacité DC
$I_{Cable}$	Courant circulant dans la ligne DC
$C_{DC}$	Capacité DC
$P_{AC}$	Puissance active
$Q_{AC}$	Puissance réactive
$R_f$	Résistance de réactance de phase
$L_f$	Inductance de réactance de phase
$R_{sr}$	Résistance de la ligne DC
$L_{sr}$	Inductance de la ligne DC
$C_{sr}$	Capacité de la ligne DC
T, t	Temps
$K_p$	Gain Proportionnel
$K_i$	Gain Intégral
$\rho_{V_{DC}}$	Coefficient de statisme

# Introduction générale

---

Contexte

Objectifs

Organisation de la thèse

---

# Introduction générale

## 1- Contexte

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Les infrastructures basées sur des réseaux de transport interconnectés et maillés arrivent peu à peu en limite de leurs capacités. Ainsi, le recours à de nouveaux moyens de production et le besoin de construire de nouvelles infrastructures pour acheminer cette énergie nous conduisent à l'exploration de nouveaux axes de recherche dans le domaine de production et transport d'énergie électrique.

Traditionnellement, la puissance électrique était produite, transportée et distribuée en courant alternatif (AC) via des lignes de transport haute tension à courant alternatif (HVAC). Le choix de cette technologie tient à quelques raisons majeures : simplicité de production (les alternateurs sont plus simples et plus fiables que les génératrices à courant continu), facilité de changer de niveau de tension à l'aide de transformateurs, facilité de couper le courant car il s'annule naturellement deux fois par période. Cependant, l'application de la technologie HVAC pour la transmission de l'énergie électrique sur de longues distances peut être difficile en raison de la grande quantité de compensation de la puissance réactive requise [1].

La solution qui surmonte ces problèmes est l'utilisation des systèmes de transport à courant continu haute tension (High Voltage Direct Current "HVDC") qui sont plus réalisables et aussi plus compétitifs que les systèmes de transport alternatif traditionnels (HVAC) surtout avec le développement des composants d'électronique de puissance. L'un des plus importants avantages de la technologie HVDC sur la technologie HVAC c'est que le premier est adapté pour les longues distances avec des pertes minimales. De plus, la technologie HVDC peut transporter des puissances entre des réseaux électriques non synchrones et faciliter le contrôle des flux de transport.

Le système de transport HVDC s'est réellement développé lors de l'introduction sur le marché de composants d'électronique de puissance comme les ampoules à vapeur de mercure et, plus tard, les thyristors puis les IGBT, afin d'élever la tension à des niveaux satisfaisants. Le principe est de convertir l'énergie électrique à partir d'un système AC à un système DC ou vice versa, grâce à ces composants de puissance. De telles innovations ont fait apparaître deux grandes familles de technologies de conversion, à savoir ; les convertisseurs à commutation de ligne (LCC) et les convertisseurs source de tension (VSC) [2-3].

Actuellement, la plupart des systèmes HVDC installés dans le monde sont à base des VSC qui présentent des avantages adéquats de points de vue techniques et économiques en les comparant avec celles des systèmes de transmission (LCC-HVDC). La technologie VSC-HVDC comprend les interconnexions des systèmes asynchrones, l'intégration du réseau des parcs éoliens offshore, l'alimentation des réseaux passifs ou faibles et les réseaux DC multiterminaux (MTDC) [4].

L'utilisation de la technologie HVDC a traditionnellement été limitée à des connexions entre deux points (appelées liaisons point à point). Cependant, on constate un intérêt grandissant pour les systèmes multiterminaux (MTDC), du tant à des avancées technologiques dans l'électronique de puissance qu'aux défis liés à l'intégration des sources d'énergies renouvelables dans les réseaux alternatifs déjà existants. Il s'agit d'un système constitué de trois convertisseurs AC/DC ou plus, interconnecté par un réseau de transmission DC.

Sachant que la production d'électricité d'origine renouvelable est amenée à augmenter dans les prochaines années, les systèmes MTDC peuvent jouer un rôle majeur. Le déploiement de fermes éoliennes offshore de grande taille sur le littoral européen, l'exploitation du potentiel hydrolien de la mer du nord et l'exploitation du potentiel de production d'origine photovoltaïque en Afrique du nord, posent la question de l'acheminement d'une production électrique en grande quantité vers les centres de consommation.

Selon plusieurs études ou projets (projet Desertec, Global Grid) la prochaine étape logique pour les réseaux électriques est la création d'un Super-Grid [54-56]. L'élément moteur de cette démarche est l'intégration efficace de sources d'énergie importantes comme le désert du Sahara. Un Super-Grid règle également les problèmes liés à l'intermittence des sources d'énergie renouvelables, et l'élément clé de ce Super-Grid est la liaison MTDC car,

- Il s'agit de la seule solution pour transmettre de l'énergie avec des câbles sous-marins sur de longues distances.
- Les systèmes MTDC minimisent les pertes pour des liaisons de longues distances.
- Les liaisons en courant continu évitent de devoir utiliser une fréquence uniforme sur tout le réseau, rendant celui-ci plus sensible à des défauts.

Dans les systèmes HVDC point à point ou MTDC basés sur la technologie VSC, le transfert de puissance est contrôlé de manière à assurer l'équilibre des puissances, c'est-à-dire que la puissance injectée dans le réseau doit être la même que la puissance générée. La gestion des flux de puissance active est couplée à celle de la tension, alors que dans un réseau de transport AC ça ne l'est pas. L'un des problèmes les plus importants est que la tension DC du système MTDC doit être maintenue dans une gamme acceptable. Plusieurs travaux de recherche ont proposé différentes stratégies de commande basées sur la tension DC afin d'assurer le bon fonctionnement d'un système VSC-MTDC [102].

La commande la plus basique s'appelle « maître/esclave ». Avec cette commande, une station de conversion VSC maintient la tension DC constante (en assurant l'équilibre de puissance au sein du réseau DC), tandis que les autres stations de conversion injectent/soutirent une puissance fixe du réseau DC [81]. L'inconvénient principal de cette commande est qu'en cas de perte du convertisseur principal « maître », on ne peut pas assurer la stabilité du système MTDC [104].

Pour remédier ce problème, une autre commande nommée « marge de tension » a été développée. Cette commande peut être considérée comme une modification de la commande maître/esclave. Un premier convertisseur fonctionne comme maître qui contrôle la tension DC jusqu'à ce qu'elle atteigne sa limite maximale ou minimale d'injection de puissance [106]. Dans ce cas, un autre convertisseur prend la régulation de la tension DC, et l'ancien convertisseur maître passera au réglage de la puissance. L'inconvénient majeur de la commande marge de tension est la difficulté de l'implémentation dans un système MTDC. En effet, le problème qui se pose est l'absence de la régulation de la tension DC durant le changement des rôles entre les convertisseurs.

Raison pour laquelle, une autre commande nommée statisme de tension « Droop control » a été développée pour corriger le défaut de la commande marge de tension. C'est la commande la plus recommandée pour le développement des systèmes MTDC, où plusieurs convertisseurs sont chargés de la régulation de la tension DC [84].

## 2- Objectifs

L'objectif principal de cette thèse est de développer, modéliser différentes topologies d'un système VSC-MTDC. Comme nous l'avons déjà mentionné, l'un des défis importants des systèmes MTDC est de contrôler la tension DC et de maintenir un fonctionnement sûr du système dans les conditions normales et après chaque contingence dans le système. Cela nécessite l'implémentation de lois de commandes spécifiques, permettant ainsi de contrôler les flux des puissances et de régler le niveau de tension DC du système MTDC.

Pour atteindre ce but, cette thèse est articulée autour des différents axes qui peuvent être résumés comme suit :

- Une recherche détaillée permettant de comprendre la technologie HVDC Multi-terminal (MTDC) de type VSC (Voltage Source Converter) et de mettre le point sur l'avancement technologique lié à la problématique étudiée.
- Étude et modélisation du système de contrôle d'un convertisseur source de tension VSC, ainsi que, les différentes stratégies de contrôle d'un système VSC-MTDC.
- Analyse des performances d'un système VSC-MTDC à trois terminaux avec l'implémentation de la commande maître/esclave (Master slave) pendant le fonctionnement normal et en conditions transitoires.
- Implémentation de la commande marge de tension (Voltage margin) pour corriger le problème de la commande maître/esclave durant la déconnexion du convertisseur maître.
- Analyse des performances d'un système VSC-MTDC à quatre terminaux avec l'implémentation de la commande statisme de tension (Droop control) pendant le fonctionnement normal et en conditions transitoires.
- Développement et implémentation d'une structure de commande appelée « statisme de tension à bande morte » qui combine les deux approches "marge de tension" et "statisme de tension"
- Analyse des performances d'un système MTDC à configuration maillée en les comparant avec la configuration radiale.



### 3- Organisation de la thèse

La présente thèse donne les éléments principaux des différents axes de recherches susmentionnés, en expliquant les problématiques étudiées, les méthodologies suivies et les résultats obtenus.

Après une introduction générale, la thèse est entamée avec un premier chapitre qui traitera des généralités sur les systèmes MTDC. Il commence par une petite introduction sur la technologie HVDC dans laquelle nous avons expliqué l'intérêt du recours au transport à courant continu et ses avantages par rapport à la technologie classique HVAC. Les différentes étapes du développement des systèmes HVDC à savoir les technologies LCC, VSC, sont également présentées. Ensuite, nous avons présenté, brièvement, les différentes configurations des systèmes HVDC. Les différents projets MTDC existants dans le monde ont été cités, et finalement, les technologies essentielles pour la construction des systèmes MTDC à savoir les câbles DC, les disjoncteurs DC et les convertisseurs DC/DC ont été résumées. Nous avons essayé à travers ce premier chapitre de faire un éventail sur les systèmes HVDC afin de centrer les problématiques liées à l'utilisation de cette technologie.

Dans le deuxième chapitre, nous avons modélisé les différents éléments constituant un système VSC-HVDC. Les modèles équivalents côtés AC et DC de la station VSC, ainsi que le modèle de la ligne de transport, ont été expliqués. Ensuite, nous avons passé en revue les stratégies de contrôle de la tension DC dans un réseau VSC-HVDC, à savoir les commandes : "maître/esclave", "marge de tension" et "statisme de tension".

A travers le travail proposé dans le troisième chapitre nous tentons de mettre un peu de lumière sur l'implémentation des commandes déjà décrites dans le deuxième chapitre, dans un système VSC-MTDC à trois terminaux. Les performances de ces commandes ont été vérifiées durant le régime normal et transitoire, et notamment, lors de la déconnexion du convertisseur maître.

Dans le quatrième chapitre, et à partir des limitations constatées lors de l'utilisation de quelques stratégies de commandes (commande "maître/esclave" et commande "marge de tension"), nous avons développé deux autres structures de contrôle pour un système VSC-MTDC à quatre terminaux. IL s'agit de la commande statisme de tension « droop control », et une approche qui combine entre les deux commandes (marge de tension et statisme de tension). Les avantages apportés par chacune des commandes proposées seront vérifiés et comparés par rapport à la technique maître/esclave.

Finalement, le cinquième chapitre est consacré à l'étude des réseaux MTDC à configuration maillée et leur rôle dans le cadre de la stratégie de création d'un « Super-grid ». Le rôle des systèmes MTDC pour l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique est également expliqué. Dans ce cadre, nous avons simulé un système MTDC « maillé » à 4 terminaux. Les résultats de simulation ont été présentés et comparés pour différentes stratégies de commande, et ce en cas de perte d'une station de conversion. La comparaison entre les pertes de la ligne DC entre les deux configurations radiale et maillée est présentée à la fin du chapitre.

# Chapitre 1

## État de l'art sur les systèmes HVDC multi-terminaux

---

Introduction

État de l'art sur les réseaux de transport à courant continu

Systeme multiterminal à courant continu

Réseaux électriques intelligents « Smart Grid » aux services des systèmes  
MTDC

Technologies essentielles pour les réseaux MTDC

Conclusion

---

## I.1- Introduction

L'évolution des technologies de l'électronique de puissance a donné naissance aux systèmes de transmission HVDC permettant de faire face aux difficultés du système HVAC. Ces systèmes permettent d'interconnecter facilement des réseaux où la tension et la fréquence ne sont pas compatibles, de transmettre l'énergie sur de longues distances, que ce soit en aérien ou souterrain [1].

Trois grandes étapes peuvent être classées dans la technologie HVDC. La première est la technologie CSC-HVDC basé sur le convertisseur sources de courant (CSC : Current Source Converter), la plus rencontrée à ce jour, **de part son** ancienneté et sa maturité, mais aussi **de part ses principaux** avantages [2-3], (i) ses faibles pertes en commutation (grâce à l'utilisation de thyristors pour les convertisseurs), (ii) son aptitude à transport de très importantes puissances. La deuxième technologie est celle des liaisons VSC-HVDC basées sur le convertisseur source de tension (VSC : Voltage Source Converter) ce qui présente les avantages suivants par rapport au système CSC HVDC [4], (i) contrôle indépendant des puissances active et réactive, (ii) inversement du flux de puissance plus simple. La dernière technologie moderne dite modulaire multi-niveaux (MMC) est une catégorie de la technologie VSC qui utilise un convertisseur avec une topologie moderne, elle est plus intéressante notamment pour la forme d'onde de la tension sinusoïdale de sortie et les faibles pertes de commutation [5]. Généralement, dans le système HVDC, le choix de la configuration dépend principalement du fonctionnement attendu et de la localisation des stations de conversion, plusieurs manières de configuration utilisées dans un système de transmission HVDC en se basant sur les coûts, la flexibilité, et les conditions opérationnelles [6].

Généralement, le réseau HVDC peut interconnecter plusieurs pays, plusieurs réseaux alternatifs (synchrones ou non), de partager les productions en énergie renouvelable et de mutualiser les ressources de chacun des réseaux alternatifs. Ce type d'ouvrage est dénommé réseau multi-terminal à courant continu et abrégé en MTDC (de l'anglais 'Multi Terminal Direct Current') [7]. À l'heure actuelle, la plupart des liaisons HVDC sont des liaisons point à point, seulement certains systèmes MTDC existent dans le monde, comme les systèmes VSC-HVDC de l'île chinoise de Nan'ao et de Zhoushan. On peut citer également, les systèmes MTDC basés sur la technologie CSC-HVDC, comme le cas du système de SACOI (Sardaigne, la Corse et l'Italie) et le système d'Hydro-Québec à New England (Canada) [8-9].

Ce chapitre est composé de quatre sections. Dans la première partie, une introduction des réseaux de transport à courant continu est présentée. La deuxième section présente des généralités sur les systèmes HVDC multi-terminaux (MTDC). Dans la troisième section, le rôle des réseaux électriques intelligents (Smart Grid), notamment, les systèmes MTDC, pour l'intégration des énergies renouvelables sont présentés. Les technologies essentielles pour la construction des réseaux MTDC sont exposées dans la quatrième partie.

## I.2-État de l'art sur les réseaux de transport à courant continu

### I.2.1- HVAC vs HVDC

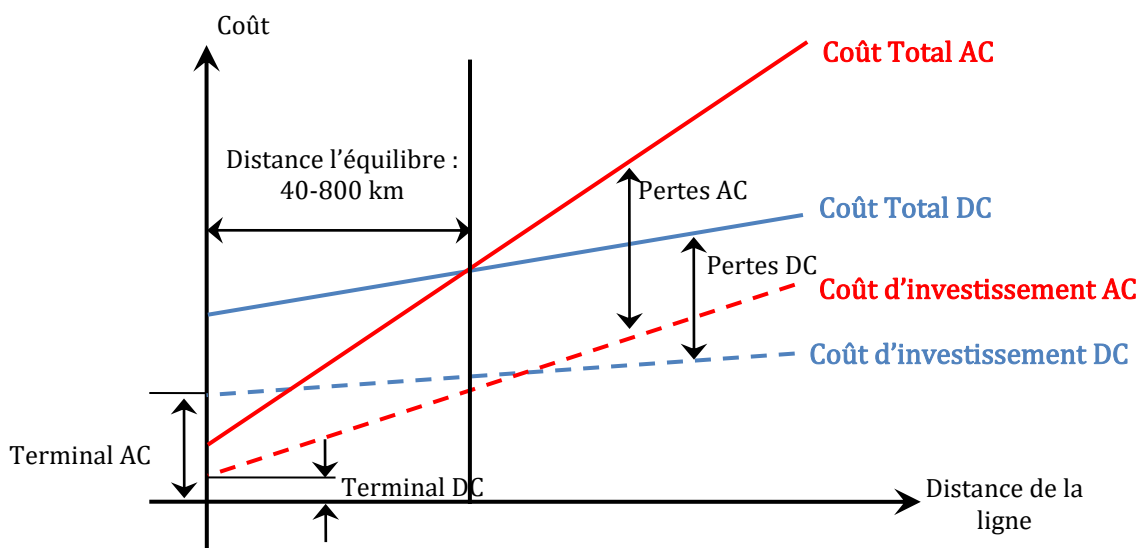
Sans aucun doute, le courant AC est bien plus répandu que le DC à l'heure actuelle. Cependant, les avancées techniques de ces quelques dernières décennies ont permis de rendre le courant DC bien plus attractif qu'autrefois. Depuis, plus de 130 années sont passées, et le réseau électrique mondial s'est complexifié. De nouvelles technologies ont été développées,

de nouvelles applications sont apparues sur le réseau et de nombreuses recherches ont été effectuées. Celles-ci ont amené à la conclusion que, dans certains cas, le courant continu pouvait être une meilleure option pour le transport d'énergie électrique à haute tension. Nous allons passer en revue les différents critères qui peuvent justifier l'utilisation des liaisons HVDC [1],[10].

### ***1.2.1.1- Transport d'énergie moins coûteux sur de longues distances***

Le courant continu malgré ses coûts initiaux colossaux soit plus rentable que son homologue alternatif. À l'aide de la figure I.1, on remarque que le coût des installations HVAC est bien moins élevé que celui des HVDC, ce qui n'est pas toujours le cas sur de longues distances.

En effet, d'une part, le coût des stations est moins élevé pour les systèmes fonctionnant au courant AC, car, ceux-ci sont composés, pour la plupart du temps, par de simples transformateurs, tandis que, les stations HVDC actuelles doivent avoir recours à des filtres et des convertisseurs plus complexes pour leur bon fonctionnement. D'autre part, plus la longueur de la ligne est grande, plus le coût d'implémentation de la ligne AC est important. Cela s'explique par le fait que la longueur du câble accroît sa capacité parasite, et donc le recours à la compensation de la puissance réactive est obligatoire [11-12].



**Figure I.1** : Coût des investissements dans la technologie HVAC ou HVDC [12].

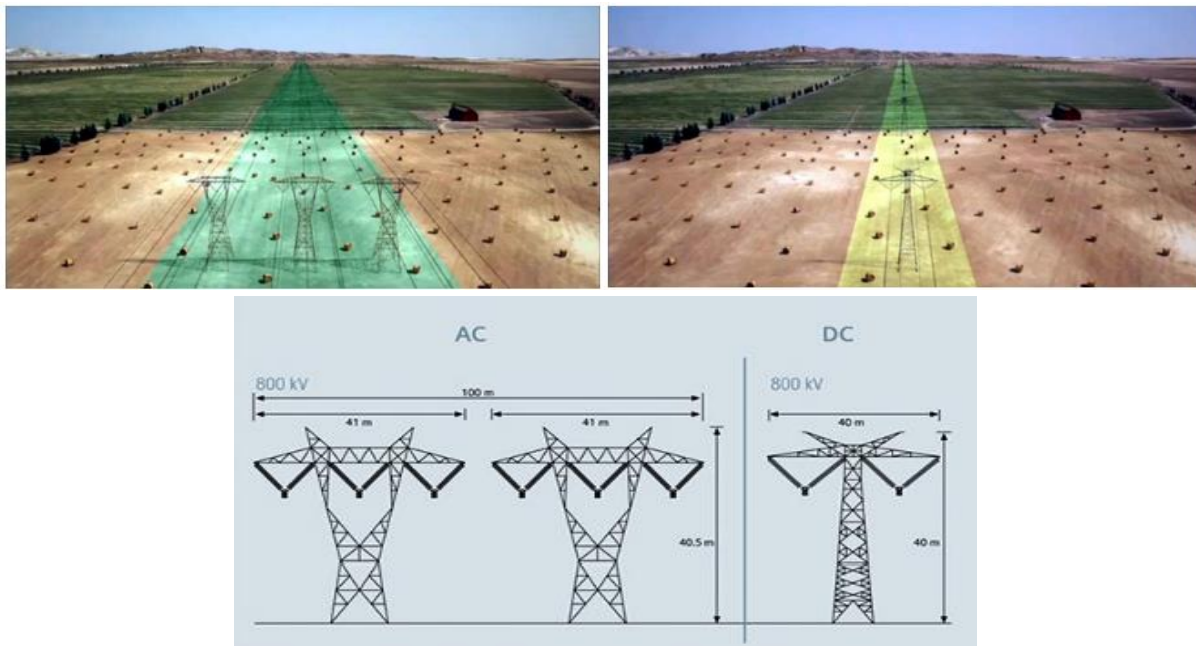
### ***1.2.1.2- Limitation technique pour le transport sous-marin***

Dans le cas d'une liaison sous-marine, il est nécessaire d'utiliser du câble plutôt qu'une ligne aérienne. Or les liaisons par câble ne peuvent dépasser une certaine longueur, sous peine de ne véhiculer que de la puissance réactive. On estime que la limite de faisabilité pour une liaison HVAC câblée se situe entre 40 et 100 km, tandis qu'on parle de 600 km pour les HVDC. De plus, la résistivité de l'eau de mer étant très peu élevée ( $0.3\Omega/m$ ), la mer peut elle-même assurer le rôle de lien de retour, ce qui diminue les frais de construction [11].

### ***1.2.1.3- Impact environnemental plus faible***

Les problèmes environnementaux mondiaux devenant de plus en plus évidents, l'industrie de l'électricité a tenté de réduire les émissions de gaz à effet de serre, par exemple le CO<sub>2</sub>, en utilisant des ressources renouvelables, comme l'énergie fournie par les centrales éoliennes. La technologie HVDC offre une solution efficace pour intégrer les ressources renouvelables dans le réseau électrique en raison de la grande contrôlabilité du HVDC. Plus important encore, étant donné que l'utilisation du système HVDC entraîne de faibles pertes de puissance, il y aurait moins de gaspillage d'énergie. Par conséquent, cette technologie est également prometteuse pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> dans les pays qui dépendent fortement de l'énergie provenant des combustibles fossiles. C'est ce qui ressort de la liaison à très haute tension de 1100kV, 3000 km, en courant continu (UHVDC) qui transmet l'énergie de la région du Xinjiang, au nord-ouest de la Chine, à l'Anhui dans la province de Chine orientale [13].

L'application du système HVDC implique également l'utilisation de moins de terrain et la réduction de l'impact d'avoir plusieurs lignes de transmission. Cela est évident dans la figure I.2, où l'image de droite montre que le système à courant continu ne nécessite que la moitié ou le tiers de la surface de construction (droit de passage) que le système à courant alternatif, représenté dans l'image de gauche, nécessite d'atteindre la même puissance et le même niveau de tension.



**Figure I.2 :** Comparaison du terrain en cas d'installation de réseaux de transport en AC et en DC [12].

### ***1.2.1.4- Amélioration de la contrôlabilité et la stabilité d'un système électrique***

Avant tout, il est essentiel de fournir une alimentation électrique durable, et c'est la tâche d'un système électrique. Cela signifie qu'un système électrique doit fournir aux consommateurs une énergie ininterrompue avec des effets collatéraux gérables. À chaque extrémité de la liaison HVDC se trouve une station de contrôle. Celle-ci sert à régler le transit de puissance active sur la liaison. Elle permet un contrôle de puissance rapide et précis. Cette contrôlabilité permet également de résoudre des problèmes liés à la stabilité d'un réseau [14].

## I.2.2- Trois grandes étapes dans la technologie HVDC

L'élément le plus important dans un réseau HVDC est le système de conversion d'énergie entre AC et DC. La station de conversion située à l'extrémité d'émission est appelée le redresseur (conversion du courant alternatif en courant continu), tandis que celui de l'extrémité de réception est appelé l'onduleur (conversion du courant continu en courant alternatif). Depuis 1954 jusqu'à aujourd'hui, comme illustré sur la figure I.3, trois grandes générations se sont succédé à savoir le convertisseur à commutation par phase (LCC) et le convertisseur à source de tension (VSC) ancienne génération qui a comme topologies les convertisseurs deux et trois niveaux pour finalement amener au convertisseur (VSC) nouvelle génération avec une topologie modulaire multi-niveaux (MMC) qui seront l'objet des prochains chapitres [15-16].

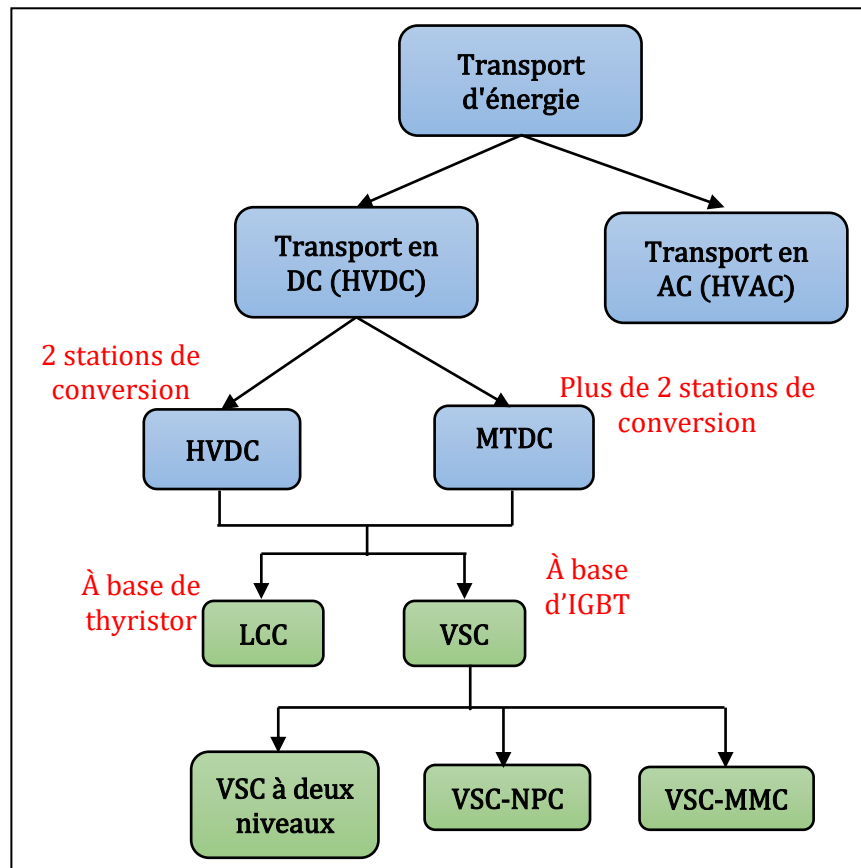


Figure I.3 : Schéma illustratif des réseaux de transport AC et DC.

### I.2.2.1- LCC-HVDC

Les systèmes HVDC conventionnels (ou classiques) sont basés sur des convertisseurs LCC avec valves à vapeur de mercure, ou bien, à thyristors, et qui sont utilisés pour convertir le courant entre AC et DC.

Le composant principal d'un convertisseur LCC est le pont de six impulsions (pont de Graetz) composé par six valves à thyristors. Pour faire fonctionner le convertisseur à la tension nominale souhaitée, les thyristors sont généralement connectés en série pour constituer un commutateur à thyristors approprié (la valve).

L'inconvénient du pont à six impulsions est que les harmoniques considérables du courant AC et tension DC sont produits à cause du changement de phase à chaque  $60^\circ$ .

Pour remédier à ce problème, deux ponts à six impulsions sont connectés en série pour constituer un pont à douze impulsions. De cette manière, chacun des deux ponts à six impulsions est connecté à un rail de courant continu, dont le changement de phase à chaque  $30^\circ$  permet d'éliminer certaines harmoniques.

La figure I.4 présente un schéma de système LCC-HVDC à 12 impulsions. Le système se compose de filtres et de batteries de condensateurs AC, d'un transformateur de conversion, de deux stations de conversion pour le redressement et l'ondulation, de filtres DC, de réactances de lissage et d'une ligne DC [3], [17-18].

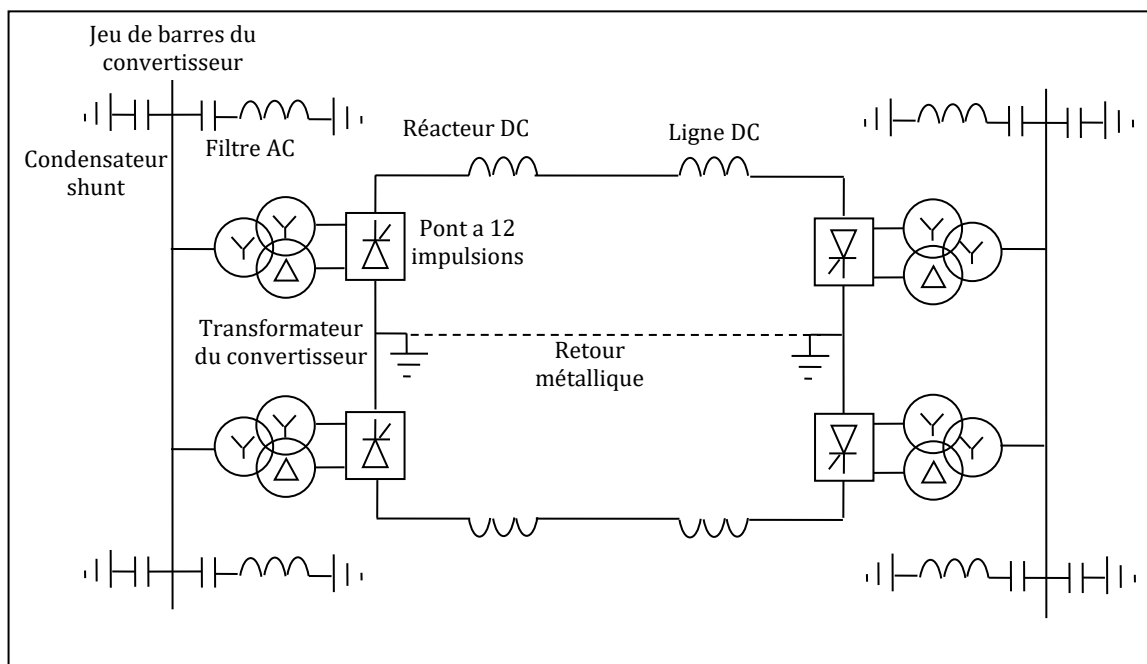


Figure I.4 : Système LCC-HVDC à 12 impulsions.

### I.2.2.2- VSC-HVDC

Les convertisseurs à source de tension (VSC) sont préférés par rapport au LCC dans certains cas de transport. Cette topologie est construite avec des dispositifs à semi-conducteurs qui peuvent librement s'allumer et s'éteindre via un signal de commande bien élaboré, à savoir : IGBT et GTO [19-20]. La figure I.5 montre la structure la plus simple d'un convertisseur VSC. Le pont est constitué de six modules, et chaque module comprend un dispositif de commutation et une diode antiparallèle. Chaque phase du convertisseur VSC peut être connectée soit à la borne positive continue, ou à la borne négative en courant continu. En ajustant les signaux de commande des commutateurs, la tension de référence peut être reproduite, comme il est indiqué dans la figure I.5.

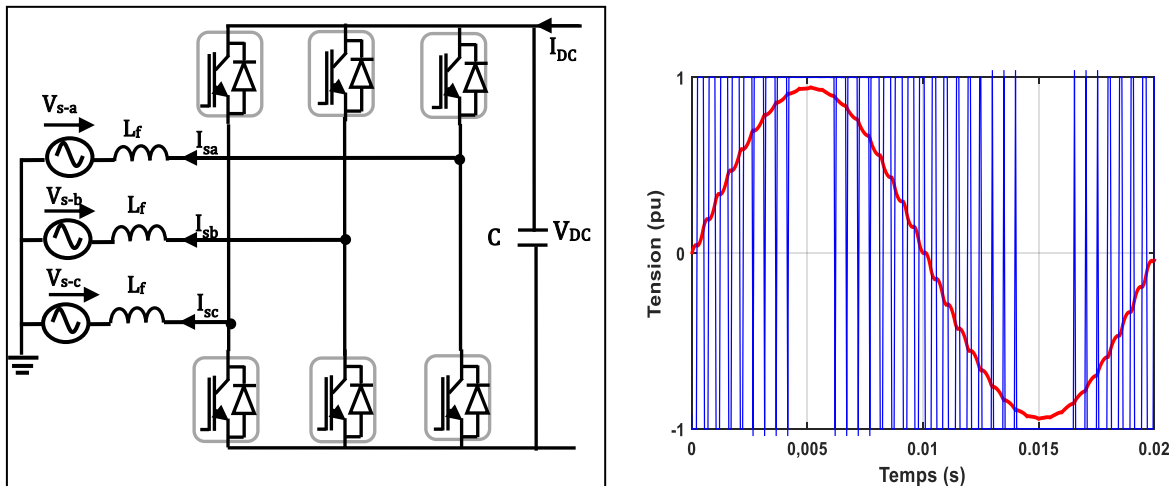


Figure I.5 : Convertisseur VSC à 2 niveaux.

Le convertisseur VSC offre plusieurs avantages par rapport au convertisseur LCC, tels que [2], [4], [19], [20-21] :

- Un VSC peut produire son propre signal sinusoïdal en utilisant la modulation en largeur d'impulsion MLI (PWM, Pulse-width modulation) indépendamment du système AC, et donne lieu à des performances dynamiques élevées. De plus le VSC à base de MLI peut générer une tension avec un angle de phase et amplitude désirée.
- Avec un convertisseur VSC, les puissances actives et réactives peuvent être toutes les deux contrôlées et ce, indépendamment. Le VSC peut assurer le fonctionnement dans les quatre quadrants du plan PQ.
- À cause du retard de phase du courant AC par rapport de la tension AC, le convertisseur LCC a besoin de consommer la puissance réactive pour maintenir l'amplitude de la tension AC dans la plage acceptable, alors que le VSC n'a pas besoin de consommer la puissance réactive.
- Le transport de puissance bidirectionnelle peut être réalisé avec le VSC en changeant le sens du courant sans avoir besoin de changer la polarité de la tension de sortie, comme c'est le cas du LCC.

### ***1.2.2.3- VSC-HVDC à base de MMC***

La technologie de convertisseur modulaire multi-niveaux (MMC) est une grande avancée technique. Les MMC utilisent plusieurs sub-modules identiques, comme le montre la figure I.6. Chaque échelon de tension, dans l'onde de tension AC multi-niveaux, correspond à un nombre de sub-modules insérés dans un bras du convertisseur. Une forme d'onde type pour un MMC à 17niveaux (c-à-d. 16SMs/demi-bras) est présentée à la figure I-7. La courbe bleue représente la tension de référence désirée et la courbe rouge représente la tension réalisée du côté AC du convertisseur [16].



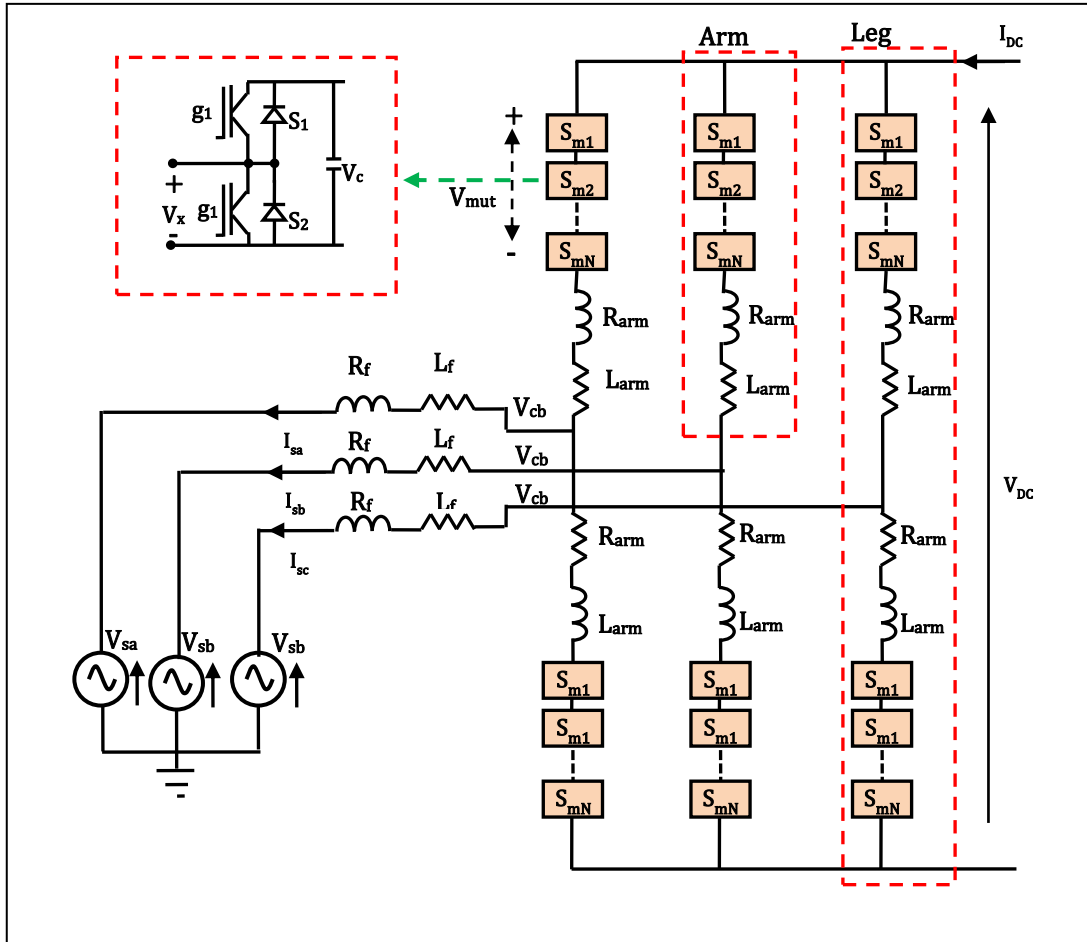


Figure I.6 : a) Topologie du MMC ; b) convertisseur en demi-pont du ième SM.

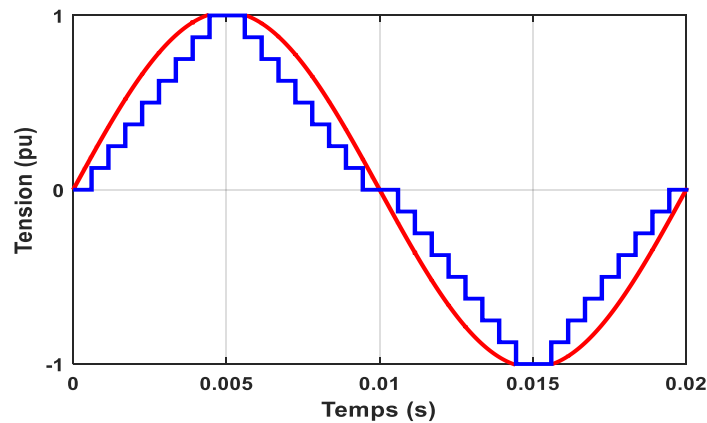


Figure I.7 : Forme d'onde de la tension d'un MMC à 17 niveaux.

Les avantages principaux de cette topologie par rapport à un VSC classique sont [5], [22-23]:

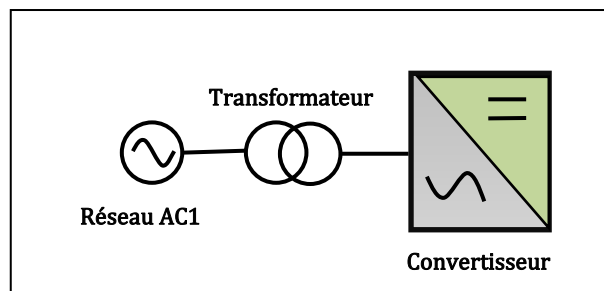
- La fréquence de modulation de chacun des sub-modules et la tension à leurs bornes sont très faibles par rapport à celle des VSC à 2 et 3 niveaux.
- Les exigences en matière de filtre sont dans la plupart des cas éliminées par l'utilisation

d'un nombre important de niveaux.

- 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.

### I.2.3- Configurations d'un système HVDC

Indépendamment de la technologie du convertisseur LCC-HVDC ou VSC-HVDC et de la topologie, il existe trois configurations principales pour les systèmes de transport HVDC : monopolaire, homopolaire et bipolaire. La figure I.8 illustre une représentation monophasée d'une station de conversion HVDC connectée à un réseau AC triphasé via un transformateur. Généralement, la configuration des systèmes HVDC basés sur les fonctions et les emplacements des stations de conversion [6], [24].



**Figure I.8** : Représentation unifilaire d'une station de conversion HVDC connectée à un réseau AC.

#### I.2.3.1- Systèmes HVDC monopolaires

L'arrangement monopolaire est la configuration la plus simple du système de transport HVDC. Cette configuration est divisée en deux catégories : le système monopolaire asymétrique et le système monopolaire symétrique. La configuration monopolaire asymétrique implique le fonctionnement d'un système à courant continu avec une seule tension positive, tandis que le chemin de retour du courant se fait par la terre, l'eau ou un conducteur métallique, Le système ne comporte qu'un seul jeu de conducteurs, comme le montre la figure I.9a. Une autre configuration du système monopolaire est le type monopolaire symétrique. Dans ce système, chaque pôle des deux côtés est relié aux câbles haute tension, transportant la moitié de la puissance nominale. Ceci est illustré dans la figure I.9b. Dans cette configuration, chaque conducteur est soumis à la moitié de la tension continue nominale et à la totalité du courant nominal dans le sens opposé [24].

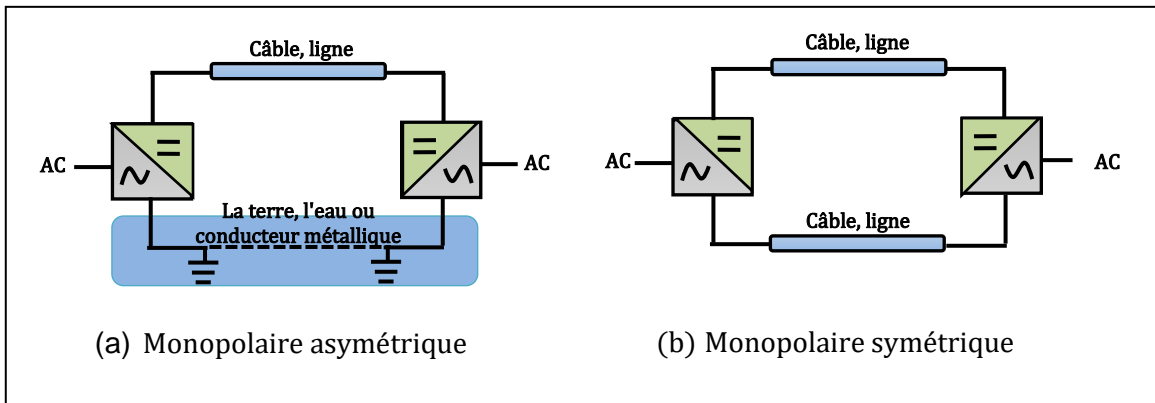


Figure I.9 : Configuration monopolaire.

### I.2.3.2- Systèmes HVDC bipolaires

Une puissance plus élevée avec une plus grande fiabilité pourrait être obtenue en utilisant une configuration bipolaire. Dans une configuration bipolaire, il y a deux pôles, l'un comme positif et l'autre comme négatif par rapport au terrain. Par conséquent, ils sont deux ensembles de conducteurs dont chacun est calibré pour la pleine tension. Le courant qui circule à travers l'électrode de terre en configuration bipolaire est négligeable en fonctionnement normal. Le schéma de la configuration bipolaire est illustré dans la figure I.10. Une voie de retour métallique pourrait être prévue pour le fonctionnement du réseau de convertisseur à sa demi-tension lors d'un défaut sur un pôle [24].

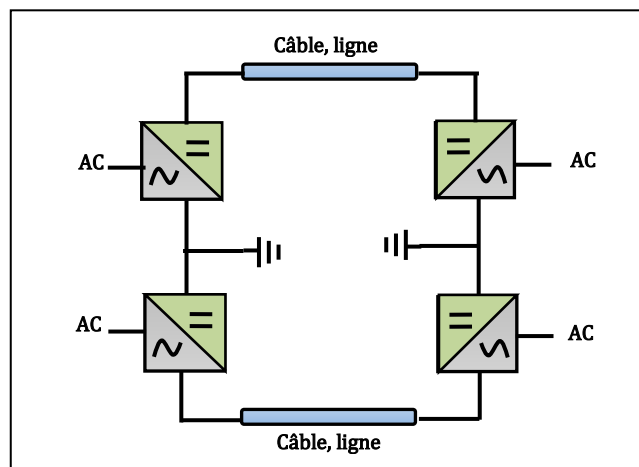


Figure I.10 : Configuration bipolaire.

### I.2.3.3- Systèmes HVDC dos à dos (back-to-back)

Les configurations dos à dos sont généralement utilisées lorsqu'une connexion entre deux systèmes à courant alternatif asynchrones qui peuvent avoir des fréquences égales ou différentes doit être effectuée, mais qu'il n'est pas nécessaire de prévoir des lignes de transmission ou des connexions par câble. Dans les configurations dos à dos (voir la figure I.11), les valves de convertisseur, les équipements de contrôle, les dispositifs de refroidissement et les transformateurs des deux stations de conversion sont localisés dans une même station, c'est-à-dire un même bâtiment [20], [25].

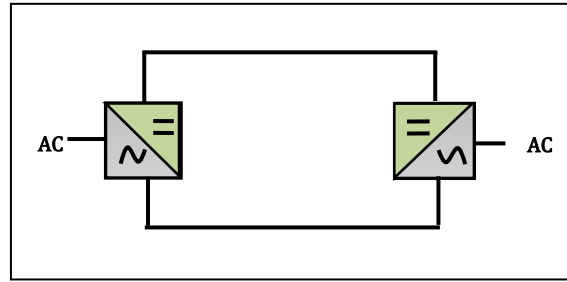
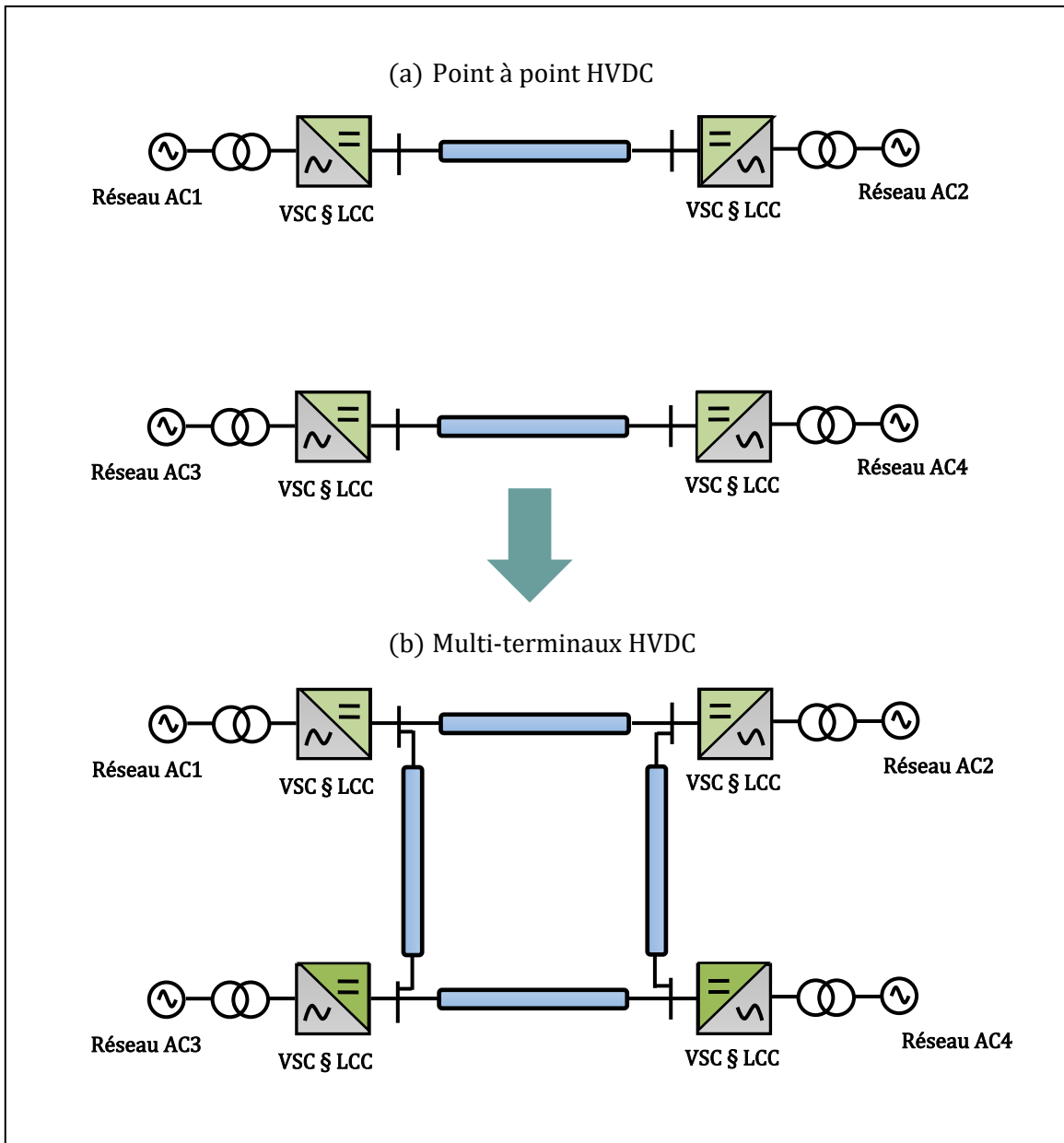


Figure I.11 : Systèmes HVDC dos à dos.

### I.3- Système multiterminal à courant continu

L'utilisation de la technologie HVDC a traditionnellement été limitée à des connexions entre deux points (appelées liaisons point à point) [26]. La figure I.12 présente un exemple de système HVDC point à point reliant deux réseaux AC par l'intermédiaire de stations de conversion. Cependant, on constate un intérêt grandissant pour les systèmes multi-terminaux (MTDC), du tant à des avancées technologiques dans l'électronique de puissance qu'aux défis liés à l'intégration des sources d'énergies renouvelables dans les réseaux. "Multi-terminaux" signifie qu'il y a dans le système trois stations au minimum, interconnectées par un lien DC. Ce type de configuration est assez complexe. La figure I.12b montre un tel réseau MTDC. Plusieurs aspects doivent encore être étudiés plus profondément surtout concernant le contrôle et la protection avant une implémentation commerciale.



**Figure I.12** : Schéma unifilaire d'un réseau DC, (a) point à point HVDC, (b) multi-terminaux HVDC.

Un réseau MTDC intégré dans un grand réseau AC peut offrir une utilisation plus économique des lignes de transport à courant continu ainsi qu'une plus grande flexibilité dans la répartition de l'énergie et la stabilisation du système de transport AC. Par rapport aux systèmes HVDC point à point, un réseau MTDC pour système offshore offre les avantages suivants [7], [24], [27].

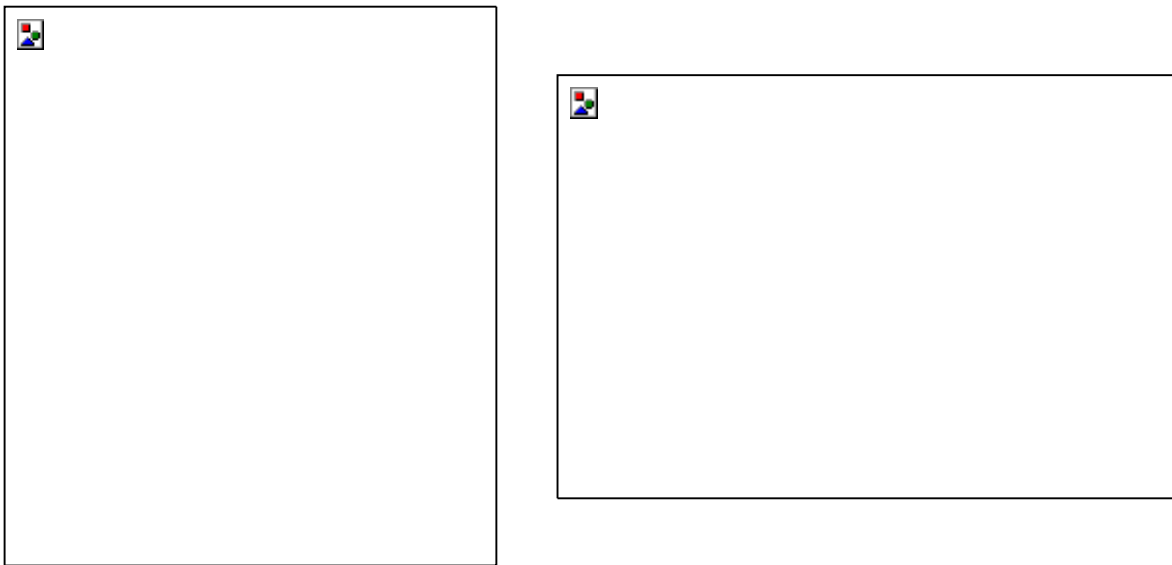
- Le contrôle flexible du flux de puissance - Augmentation des disponibilités du réseau.
- Moins d'effets négatifs que le système HVDC point à point sur l'ensemble du système lorsqu'un terminal est perdu.
- Le MTDC nécessite un nombre inférieur de convertisseurs que le système HVDC point à point.
- Connexion facile d'un nouvel équipement de charge/génération offshore.

### I.3.1- Systèmes MTDC existants dans le monde

En 2021, il existe cinq systèmes MTDC opérationnels dans le monde. Ils sont listés ci-dessous :

#### I.3.1.1- Le projet de Zhangbei

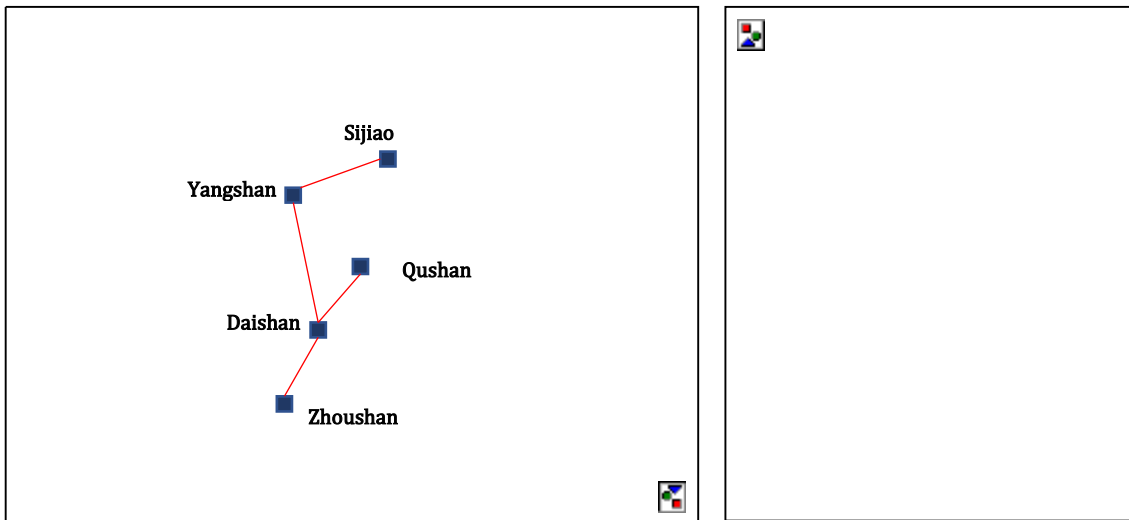
Le projet de Zhang-Bei, un projet destiné à alimenter Pékin en énergie à partir de sources renouvelables telles que l'énergie éolienne, solaire et hydroélectrique, est un projet MTDC à quatre terminaux à base de VSC-MMC avec une structure en boucle et un niveau de tension de  $\pm 500$  kV. Comme le montre la figure I.13, les deux stations de conversion à la production sont localisées dans le secteur de Zhangbei et de Kangbao dans la région de Hebei, avec des capacités de puissance de 3 000 MW et de 1 500 MW, respectivement. La station de conversion côté réception est située dans le district de Yanqing à Pékin d'une capacité de puissance 3 000 MW est fournie aux sites olympiques d'hiver situés à proximité. La station de conversion du terminal de régulation est située dans le de secteur Fengning, dans la région de Hebei avec d'une capacité de puissance 1 500 MW. La ligne de transport DC passe à travers Hebei et Pékin, avec une longueur totale d'environ 648 km [140]. A l'avenir, il est prévu d'ajouter deux terminaux supplémentaires au réseau existant, ce qui en fera un système MTDC à 6 terminaux [141].



**Figure I.13** : Projet de Zhang-Bei: réseau HVDC à quatre terminaux, destiné à alimenter Pékin en énergie à partir de sources renouvelables [140].

#### I.3.1.2- Le projet de Zhoushan

Le projet Zhoushan en Chine a été construit en 2014, qui possède cinq stations de conversion, comme le montre la figure I.14 Ce projet établit une interconnexion critique entre la Chine continentale et cinq îles isolées, ce qui permet d'améliorer la fiabilité du réseau et d'augmenter la capacité d'approvisionnement en électricité de 1000 MW. En raison de leur situation géographique, les îles sont relativement peu reliées au réseau électrique continental. Par conséquent, le transport de l'électricité en courant continu est la solution à préférer dans de tels scénarios. De plus, ce réseau MTDC permet le transfert de niveaux plus élevés d'énergie éolienne de ces îles vers la Chine continentale [9], [28].



**Figure I.14 :** Projet de Zhoushan : réseau HVDC à cinq terminaux interconnectant cinq îles et la Chine continentale, construit en 2014 [28].

### *1.3.1.3- Le projet de Nanao*

Un système MTDC à trois terminaux a été construit en Shantou, Chine en 2013. L'objectif de ce projet est de fournir de l'énergie éolienne à grande échelle de l'île de Nanao à la Chine continentale. Comme le montre la figure I.15, une station de conversion Sucheng d'une capacité de 200 MW est située sur le continent pour recevoir l'énergie éolienne de deux zones de l'île où le vent est intense. Un certain nombre de parcs éoliens mis en service d'une capacité de 84 et 45 MW sont connectés aux réseaux AC à Jinniu et Qingao respectivement. Ainsi, deux stations de conversion, la station de Jinniu (100 MW) et la station de Qingao (50 MW), ont été construites pour exporter la production des parcs éoliens existants et prévus [8], [29].

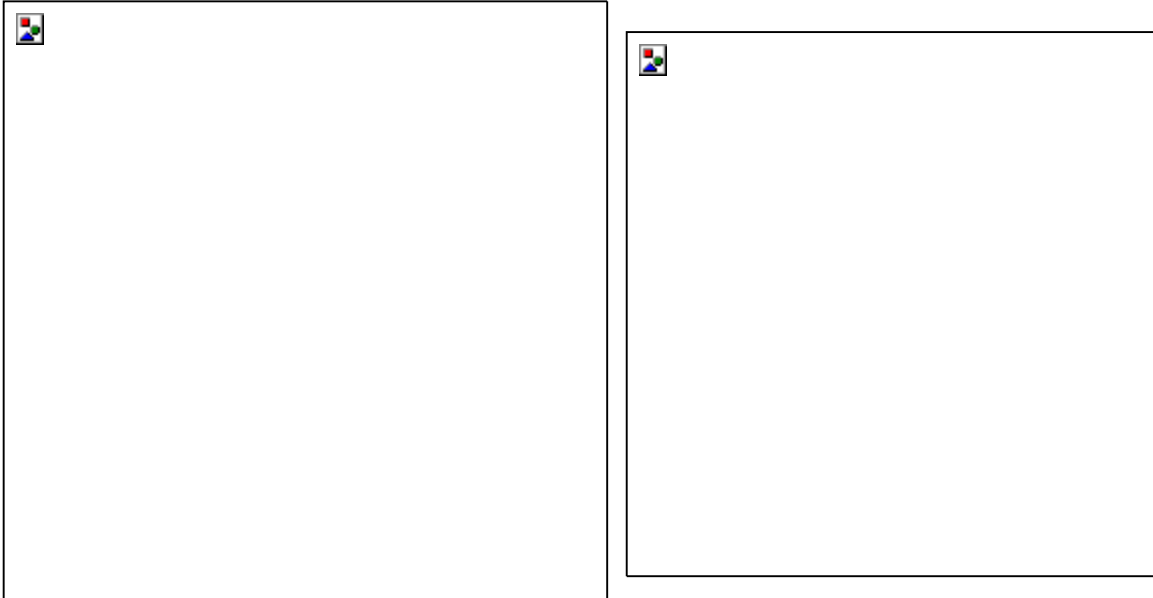


**Figure I.15 :** Réseau HVDC à trois terminaux du projet Nanao, destiné à transférer l'énergie éolienne vers la Chine continentale construit en 2013 [29].

### *1.3.1.4- L'interconnexion Hydro-Québec-Nouvelle-Angleterre*

Le projet de système multiterminal HVDC d'Hydro-Québec-Nouvelle-Angleterre (Canada) à 2 faisceaux de 4 conducteurs à  $\pm 450$  kV d'une longueur totale de 1 480 km (voir la figure I.16). Ce projet a été développé en deux phases différentes [30-31].

- La phase I a été terminée en octobre 1986, dans laquelle seulement deux des terminaux ont été mis en service pour relier le poste Des Cantons, près de Sherbrooke (Québec) et le barrage Frank D. Comerford, près de Monroe (New Hampshire). Cette ligne de transport bipolaire aérienne avait une capacité maximale de transfert de 690 MW avec une tension de fonctionnement de  $\pm 450$  kV [31].
- Pendant la phase II, les trois autres stations de conversion ont été installées. La station de conversion des Radisson (2250 MW), au Québec, et la station de conversion de Sandy Pond (2000 MW), à Boston, ont finalement été mis en service en 1990. Enfin, en 1992, la station de conversion Nicolet (2138 MW), près de Montréal, a été mise en service [31].



**Figure I.16 :** Projet multiterminal HVDC de Québec - Nouvelle-Angleterre [31].

### ***1.3.1.5- L'interconnexion de SACOI***

La liaison à courant continu Italie-Corse-Sardaigne (aussi nommée SACOI : Sardaigne-Corse-Italie) est une liaison HVDC multiterminale de type radiale à trois terminaux comme la montre la figure I.17. Ce système comporte des parties des lignes à courant continu qui sont aériennes et des tronçons constitués de câbles sous-marins. La station de conversion de Lucciana a été équipée de commutateurs à grande vitesse pour faciliter le flux de puissance bidirectionnel entre la Corse et la Sardaigne, bien que le flux de puissance soit unidirectionnel de la Sardaigne vers l'Italie. Après la mise hors service des stations de conversion de Codrongianos et Dalmazio en 1992, deux stations de 300 MW ont été construites à Suvereto et Codrongianos [32].





Figure I.17 : Liaison HVDC multi-terminale de SACOI (Sardaigne-Corse-Italie) [32].

### I.3.2- Topologies d'un réseau MTDC

Comme le montre la figure I.18, les configurations MTDC peuvent être classées selon le type de technologie HVDC utilisée dans les stations de conversion :

- LCC-MTDC : toutes les stations de conversion utilisant la technologie HVDC à base de convertisseur commuté par la ligne (LCC).
- VSC-MTDC : toutes les stations de conversion utilisant la technologie HVDC à base de convertisseur source de tension (VSC).
- Hybride-MTDC : lorsque les deux technologies LCC-HVDC et VSC-HVDC sont utilisées dans le même réseau MTDC.

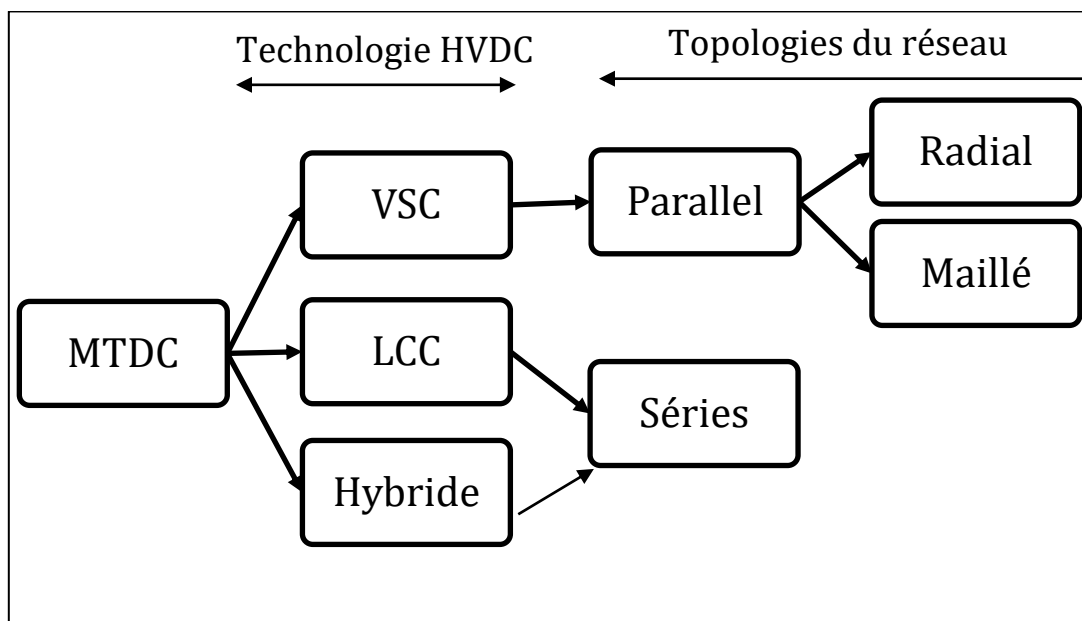


Figure I.18 : Schéma de classification du réseau MTDC.

Toutefois, indépendamment de la technologie de convertisseur utilisée, comme indiqué dans la figure I.17, Les systèmes MTDC se déclinent suivant deux configurations : en série ou en parallèle.

### I.3.2.1- Système MTDC en série

Dans l'architecture en série d'un réseau MTDC, les stations de conversion doivent être connectées autour d'une boucle, comme le montre la figure I.19. La connexion en série des stations de conversion permet d'imposer la circulation du même courant continu  $I_{dc}$  sur le réseau MTDC. Dans cette architecture, une station de conversion est mise à la terre et la tension nominale des stations de conversion est proportionnelle à leur puissance nominale individuelle. Dans une configuration série, les convertisseurs LCC opèrent tous au courant DC nominal. C'est pour cette raison que les convertisseurs LCC sont uniquement utilisés pour les connexions en série [7].

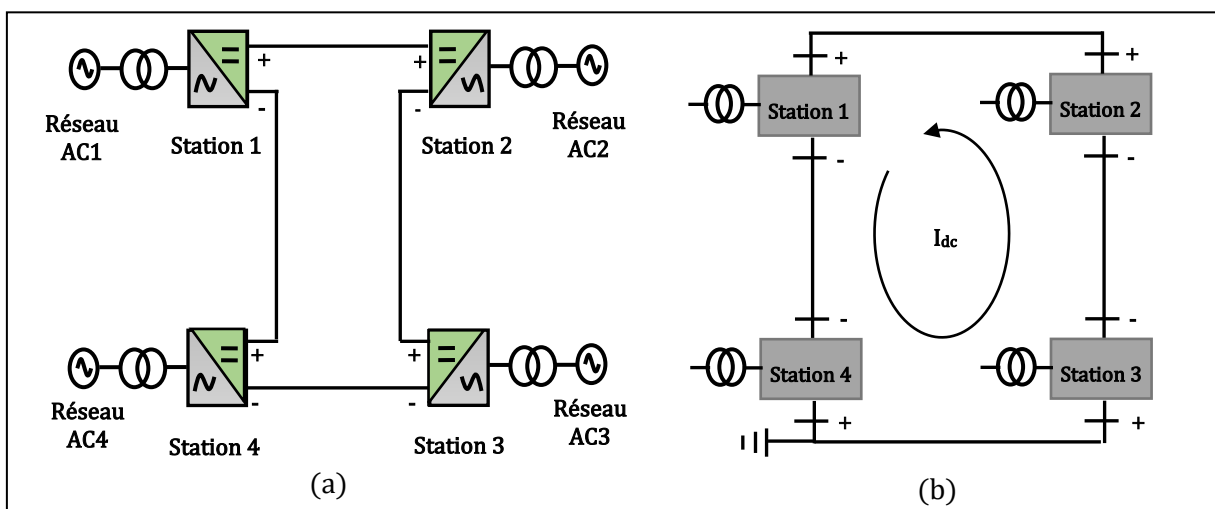


Figure I.19 : (a) Réseau MTDC série et (b) Architecture en série des stations de conversion.

### I.3.2.2- Système MTDC en parallèle et maillé

La majorité des études et des applications impliquant des systèmes MTDC utilisent des configurations parallèles. Comme le montre la figure I.20, la liaison parallèle est utilisée pour les stations de grande capacité et les convertisseurs opèrent tous à la même tension DC nominale. Dans celles-ci, la connexion radiale est préférée [7], [34-35]. En effet, bien que les connexions maillées offrent plus de redondances (voir la figure I.21), 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, elles 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 [36].

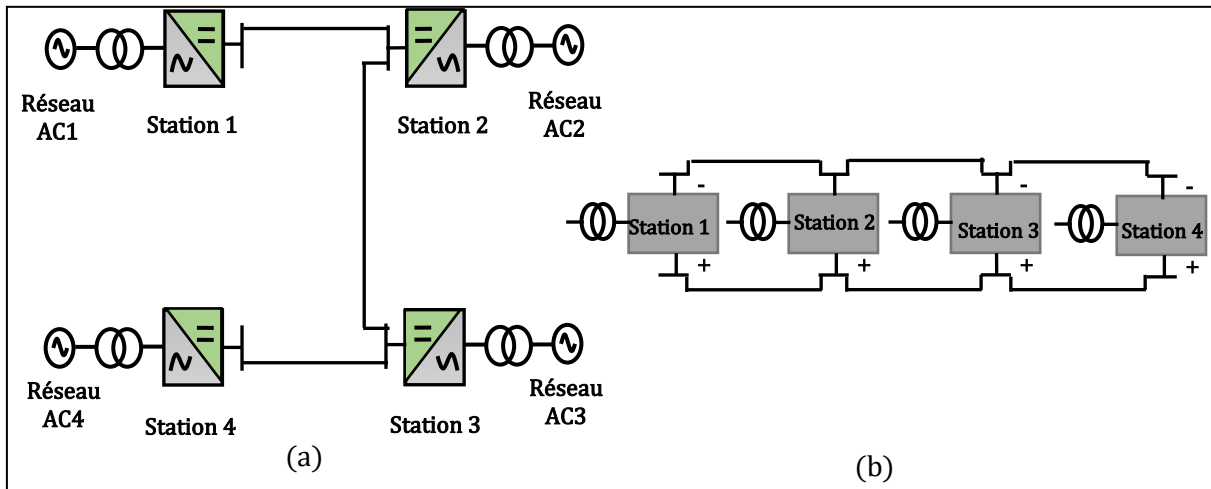


Figure I.20 : (a) Réseau MTDC radial et (b) Architecture en parallèle des stations de conversion.

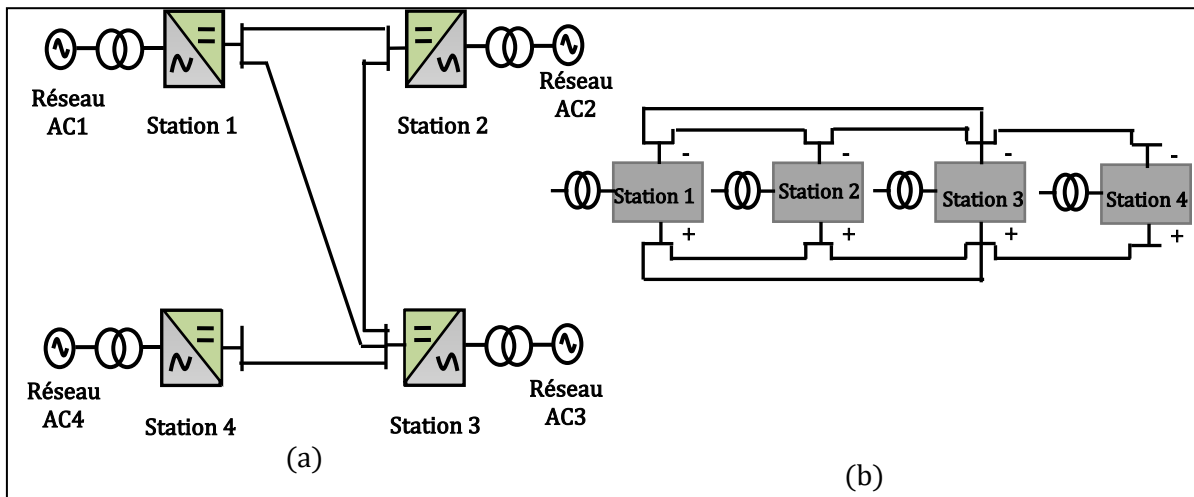


Figure I.21 : (a) Réseau MTDC maillé et (b) Architecture maillée des stations de conversion.

Les avantages et les inconvénients des réseaux MTDC en série et en parallèle sont présentés dans le tableau I.1. Jusqu'à présent, seuls des réseaux de transmission MTDC parallèles et maillés ont été construits.

**Tableau I.1** : Comparaison entre les réseaux MTDC en série et en parallèle [33], [37].

Caractéristique	Réseau MTDC en série	Réseau MTDC en parallèle
<b>L'inversion du flux de puissance</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dans le système LCC-MTDC, l'inversion du flux de puissance peut être facilement réalisée en inversant les tensions des convertisseurs.</li> <li>✓ Dans le système VSC-MTDC, il ne serait pas facile d'inverser la polarité de la tension des convertisseurs, donc l'inversion du flux de puissance pourrait impliquer des interrupteurs mécaniques.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dans le système LCC-MTDC, pour change le sens de courant, il doit procéder à une inversion de polarité de la tension DC.</li> <li>✓ Dans le système VSC-MTDC, l'inversement de sens du courant plus simple (polarité des tensions ne change pas).</li> </ul>
<b>Puissance nominale des stations HVDC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dépend de la tension nominale du convertisseur (moins cher pour les petites puissances).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dépend du courant nominal du convertisseur</li> </ul>
<b>Les pertes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Il y a une augmentation des pertes dans la ligne et les valves des convertisseurs dans les systèmes en série</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Réduction des pertes.</li> </ul>
<b>L'isolation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ La coordination de l'isolation est un problème dans les systèmes en série car la tension le long de la ligne varie.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Tous les convertisseurs doivent être isolés à la tension nominale.</li> </ul>
<b>Les défauts DC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Un défaut permanent dans une ligne de transmission peut entraîner l'indisponibilité du réseau MTDC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Le défaut permanent entraînerait uniquement l'arrêt d'une station de conversion connectée à la section de ligne dans un système MTDC radial. Dans les réseaux MTDC maillés, le fonctionnement normal est toujours possible.</li> </ul>
<b>Les défauts AC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Cela conduit à des surtensions dans les autres terminaux.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Cela conduit à des surintensités dans les autres terminaux.</li> </ul>
<b>La protection</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dans le système LCC-MTDC, les défauts DC peuvent être traités par des actions de contrôle.</li> <li>✓ Dans le système VSC-MTDC aura besoin de disjoncteurs de courant continu.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Pour l'élimination des défauts DC, les réseaux MTDC parallèles ont besoin de disjoncteurs.</li> </ul>

### I.3.3- Les défis du réseau MTDC

Les systèmes MTDC peuvent améliorer la fiabilité et la stabilité du réseau de transport, mais il faut résoudre certains défis.

#### I.3.3.1-Protection

Les disjoncteurs à courant continu ne sont pas encore commercialisés pour des puissances élevées. Actuellement, la seule façon de remédier à un défaut de courant continu est d'ouvrir le disjoncteur du côté du courant alternatif. En outre, il est difficile de déterminer la localisation du défaut du côté DC dans un réseau MTDC. Le MTDC nécessite une détection très rapide (en moins de 1 ms) du défaut du côté DC et la localisation du défaut. Dans les systèmes à courant alternatif, des relais d'impédance sont généralement utilisés pour identifier l'emplacement du défaut. Comme la résistance des câbles dans un réseau DC est négligeable par rapport à l'impédance des réseaux AC, il est pratiquement impossible pour un relais de déterminer si un défaut DC se trouve dans sa zone de protection [23], [38].

### ***1.3.3.2-Contrôle du flux d'énergie***

La possibilité de contrôler le flux d'énergie sera l'un des facteurs les plus importants pour la réussite du développement des réseaux MTDC. Le principal objectif d'un réseau de transport est d'acheminer l'électricité de manière fiable, sûre et rentable des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Cependant, pour contrôler exactement comment l'énergie circule dans un réseau de transport que ce soit en courant alternatif ou en courant continu n'est pas une tâche facile [39]. Dans les réseaux à courant alternatif, les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sont utilisés pour aider à contrôler, dans une certaine mesure, le flux d'énergie. Ils fonctionnent en faisant varier l'impédance caractéristique de la ligne de transport ou l'angle de phase de sa tension [40]. Dans les réseaux à courant continu, cependant, les tensions ne possèdent pas d'angle de phase et les impédances des lignes de transport sont purement résistives. Par conséquent, les seules variables qui restent pour le contrôle du flux de puissance dans les réseaux à courant continu sont les tensions et les amplitudes des courants. Dans les systèmes de transport HVDC point à point, le contrôle du flux de puissance est généralement organisé de manière à ce qu'un terminal contrôle la tension de la liaison DC, tandis que l'autre terminal contrôle le courant à travers la ligne DC [41]. Cette philosophie de contrôle, qui consiste à n'avoir qu'un seul convertisseur contrôlant la tension continue, peut être étendue aux petits réseaux MTDC. Cependant, pour améliorer les performances, la fiabilité et la sécurité, les futurs grands réseaux MTDC nécessiteront une stratégie de contrôle du flux d'énergie capable de partager le contrôle de la tension continue entre plusieurs convertisseurs de réseau [42].

### ***1.3.3.3- Effets des défauts***

Deux principaux types de scénarios de défaillance peuvent se produire dans les réseaux MTDC. Premièrement, des défauts peuvent se produire sur le côté AC du convertisseur. Ce type de défaut peut être, des défauts monophasés ou polyphasés, mais en général, ils provoqueront une perte de production ou de charge pour le réseau à courant continu. Toutefois, pour le développement efficace des réseaux MTDC, il est nécessaire de ne pas propager une défaillance d'un système de puissance AC à un autre système AC isolé, à travers le réseau DC. Deuxièmement, des défauts peuvent survenir sur le côté DC du convertisseur. Ce type de défaut sera plus difficile à gérer que les défauts en courant alternatif[43]. Pendant un défaut en courant continu, tous les systèmes AC interconnectés contribuent au défaut de courant et, en raison des faibles impédances des câbles DC, les tensions dans le réseau MTDC sont considérablement réduites, ce qui arrête presque le flux de puissance ; c'est pourquoi, le développement de la protection dans les réseaux DC, spécialement pour les réseaux HVDC, est une problématique critique [44].

### ***1.3.3.4- Comportement dynamique***

Le comportement des réseaux AC et DC au long du temps peut être significativement différent. Dans un réseau AC, le principal composant qui fournit la puissance active et réactive est la machine synchrone. Par ailleurs, la compréhension de la modélisation de la dynamique des machines est essentielle pour évaluer le comportement dynamique du système AC [45]. De la même manière, le principal composant qui permet d'échanger de la puissance dans les réseaux DC est le convertisseur de puissance. En comparaison avec les machines synchrones, les convertisseurs de puissance ont une réponse plus rapide, grâce à des capacités de contrôle supplémentaires, mais aussi grâce à une constante d'inertie plus faible. La

constante d'inertie pour les grandes machines synchrones,  $H = \frac{J\omega^2}{2S_n}$ , se situe généralement

dans la plage des secondes, de 1 à 10 s. À titre de comparaison, la constante d'inertie d'un convertisseur VSC-HVDC de 1 GW fonctionnant côté DC de tension de  $\pm 320$  kV, avec une capacité de sortie de 100 mF, est  $t = \frac{C_{DC}V_{DC}}{2S_n} \approx 20ms$ , soit 50 à 500 fois moins qu'une

machine synchrone. Par conséquent, la modélisation de la dynamique des convertisseurs de puissance est un aspect essentiel pour comprendre le comportement des réseaux MTDC. Cependant, en raison de leur comportement de commutation, les équations dynamiques décrivant le fonctionnement du convertisseur sont discontinues et complexes à résoudre. Pour simplifier la complexité des convertisseurs électroniques de puissance, des modèles dynamiques moyennés sont utilisés. L'avantage de ces modèles est qu'ils simplifient l'analyse du convertisseur tout en permettant d'obtenir suffisamment de détails pour comprendre sa dynamique et développer des stratégies de contrôle [46].

### *1.3.3.5- Stabilité*

La stabilité d'un système est définie comme sa capacité à atteindre un nouvel état d'équilibre ou point de fonctionnement à la suite d'une perturbation. Dans les réseaux AC, la stabilité du système électrique est généralement divisée en trois catégories : stabilité de l'angle du rotor, de la tension et de la fréquence [47]. La stabilité de l'angle du rotor est divisée en deux catégories : la stabilité de l'angle de faible perturbation et la stabilité transitoire, et toutes les deux sont directement liées au comportement dynamique des générateurs synchrones. La stabilité de la tension est liée à la capacité du système électrique à maintenir des niveaux de tension acceptables dans tous les nœuds du réseau en régime permanent et après des perturbations. Elle est associée à la capacité du système à fournir de la puissance réactive pour une demande de puissance active donnée, par conséquent, l'instabilité de la tension se produit généralement lorsque le soutien de la puissance réactive est insuffisant dans les zones fortement chargées [45]. La dernière catégorie de stabilité du système de puissance AC est la stabilité de fréquence, c'est-à-dire la capacité du système à maintenir la production et la charge en équilibre, et à retrouver l'équilibre après une perturbation importante tout en perdant un minimum de charges. Dans les réseaux DC, les courants et les tensions n'ont pas de composante de fréquence synchrone et, par conséquent, il n'y a pas non plus de flux de puissance réactive. De plus, le flux de puissance active dépend des différences entre les tensions plutôt que des angles de charge. Par conséquent, la stabilité des réseaux DC, qui dépend uniquement des tensions du système, doit être analysée différemment de celle des réseaux à courant alternatif. Plus important encore, elle doit inclure les composants passifs du réseau DC, mais aussi les convertisseurs de puissance et leurs boucles de régulations [48].

## I.4- Réseaux électriques intelligents « Smart Grid » aux services des systèmes MTDC

Les réseaux actuels ont été conçus initialement pour conduire l'électricité dans un seul sens des centrales de production vers les consommateurs. Le réseau électrique intelligent « Smart Grid » est un réseau en développement de lignes de transmission, d'équipements, de contrôles et de nouvelles technologies travaillant ensemble pour répondre immédiatement à la demande d'électricité du 21ème siècle.

L'application de solutions intelligentes aux sections de transport et de distribution du réseau intelligent améliore la capacité du système électrique à accueillir les technologies de production distribuée d'énergie renouvelable et améliore la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Cette plate-forme peut fonctionner avec différents types de productions et plusieurs applications en même temps, comme le montre la figure I.22. Le réseau intelligent est une interconnexion des technologies modernes de communication et d'information ainsi que des processus de contrôle et d'automatisation dans l'ensemble du système électrique qui comprend la production, le transport, la distribution et la consommation.

L'objectif du réseau intelligent est de rendre les installations existantes du système électrique plus robustes, plus fiables et plus efficace en utilisant des technologies intelligentes, en soutenant la gestion des charges de pointe, en garantissant la durabilité de l'approvisionnement en électricité par l'incorporation d'énergies renouvelables, en encourageant un environnement non pollué et en motivant une production, un transport, une distribution et une consommation d'énergie efficaces tout au long de la chaîne de valeur de l'électricité [49].

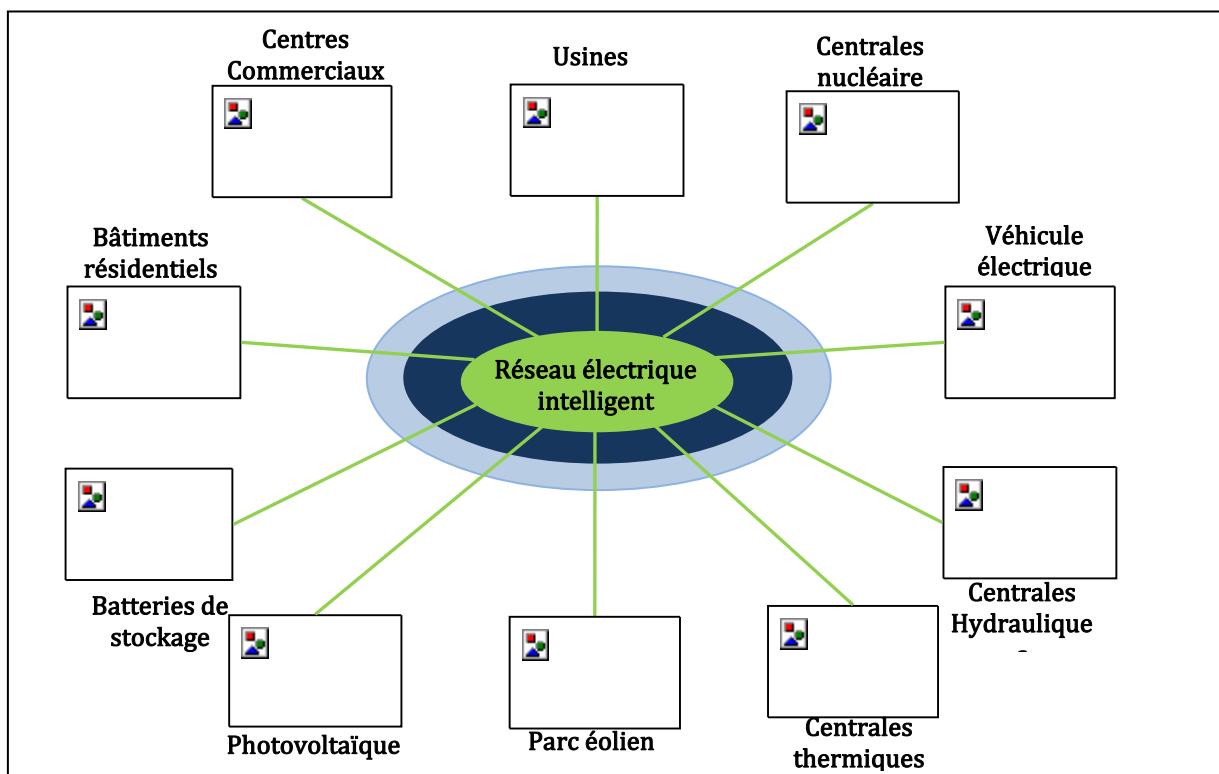


Figure I.22 : Réseau électrique intelligent avec diverses unités de production et applications [49].

### I.4.1- Rôle du Smart Grid pour une intégration efficace des énergies renouvelables dans le réseau MTDC

La question qui concerne le monde d'aujourd'hui est la sécurité du système énergétique ainsi que la pollution de l'environnement. Il est nécessaire de trouver une solution pour produire de l'énergie en utilisant les ressources renouvelables sans dégrader l'environnement. La nécessité d'intégrer les énergies renouvelables, d'améliorer l'efficacité énergétique et de permettre aux consommateurs de surveiller davantage leur consommation d'énergie entraîne une transformation considérable des réseaux électriques. La participation de grandes quantités de sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire nécessitera des changements dans le fonctionnement des réseaux de transport. Les ressources renouvelables peuvent être utilisées pour produire de l'électricité dans les zones rurales. Mais le principal défi est de surveiller et de contrôler correctement les outils connectés au système. Ainsi, les technologies de communication modernes sont intégrées au système existant pour les rendre intelligentes. Un réseau intelligent peut facilement contrôler les opérations de l'ensemble du système en fournissant des installations de surveillance et en optimisant l'énergie. Les anciens programmes de surveillance ont différents types de limitations et la plupart du temps, ils nécessitent également une construction supplémentaire à des fins de surveillance car les centrales sont installées dans des endroits plus éloignés. Mais les technologies modernes utilisent la connexion Internet pour la communication. La figure I.23 montre le rôle du Smart Grid basé sur la technologie MTDC, pour l'intégration des énergies renouvelables [49-52].

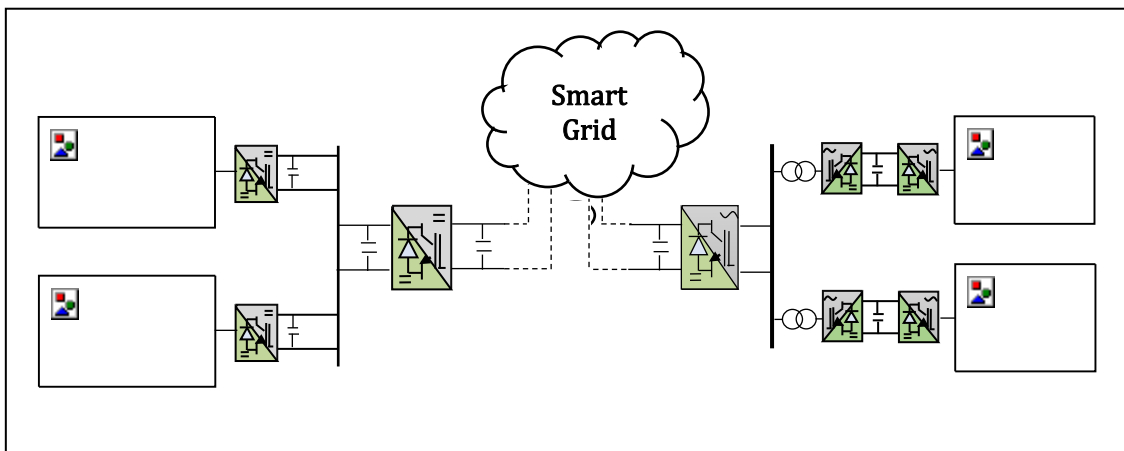


Figure I.23 : Rôle du Smart Grid basé sur la technologie MTDC pour l'intégration des énergies renouvelables.

### I.4.2- Intégration des énergies renouvelables par les systèmes MTDC

Les technologies énergétiques propres se développent rapidement dans la plupart des pays. Mais les sources d'énergie renouvelable sont situées à une grande distance de la localité où les charges sont connectées. Par conséquent, les lignes de transmission doivent parcourir une plus grande distance entre la source et la charge. Les systèmes multiterminaux HVDC sont, par conséquent, plus adaptés dans ce cas. Mais la nature des réseaux électriques existants n'est pas toujours ajustable avec les nouvelles technologies basées sur l'électronique de puissance. Elle peut être affectée par l'instabilité du système et plusieurs problèmes de fonctionnement. L'utilisation d'approches basées sur l'électronique de puissance est bénéfique car elles sont de nature flexible et ont également une capacité de contrôle rapide de la qualité



et de la stabilité du réseau électrique. Elle améliore également la capacité de production d'électricité avec une meilleure efficacité. Les systèmes MTDC ont également des disjoncteurs DC. La principale question liée aux approches de l'électronique de puissance est la conception d'équipements qui se connecteront à la technologie du système de réseau existant et l'intégration de grandes unités de sources d'énergie renouvelables avec la transmission HVDC [53].

## **I.5- Technologies essentielles pour les réseaux MTDC**

### **I.5.1- Câbles HVDC**

Aujourd'hui, les câbles souterrains et sous-marins HVDC peuvent transporter des puissances moyennes et élevées (100 MW à 1 000 MW) avec des tensions allant jusqu'à  $\pm 600$  kV sur des distances supérieures à 50 km. Ils constituent une technologie de base pour la construction des lignes de transmission d'électricité de base de l'Europe, situées sur terre et en mer. La transmission HVDC a été principalement utilisée dans des applications sous-marines, soit pour relier des parcs éoliens offshore à la terre, soit pour transporter de grandes quantités de puissance électrique sur de longues distances sous-marines. De 1996 à 2015, quelque 8 000 km de câbles sous-marins à haute et très haute tension ont été installés dans le monde entier.

À l'avenir, les interconnexions sous-marines, en particulier, contribueront de façon décisive à la création des réseaux électriques à très haute tension (Super-Grids) dans le monde.

Aujourd'hui, quatre technologies de câble HVDC sont installées :

#### ***1.5.1.1- Câbles à papier imprégné de masse à isolation solide (MI paper)***

Les câbles à papier imprégné (MI pour mass-impregnated), mis en œuvre à partir de papier isolant imprégné d'huile de viscosité élevée, ont été utilisés dans le projet Gotland HVDC en 1954. Le câble HVDC-MI reste à ce jour le câble le plus utilisé dans le domaine du HVDC principalement en raison de sa fiabilité. Ce type de câble est aujourd'hui disponible pour des tensions allant jusqu'à 600 kV et des courants jusqu'à 1800 A correspondant à une capacité maximale en termes de puissance de 1100 MW pour une liaison unipolaire et 2200 MW pour une liaison bipolaire. La dimension des conducteurs est de l'ordre de 2500 mm<sup>2</sup> (pour une transmission de 2 GW en configuration bipolaire) [57].

#### ***1.5.1.2- Câbles à papier imprégné de masse à isolation fluide (MI-SCFF)***

Une alternative aux câbles MI est constituée par les câbles à isolation huile fluide (Self-Contained Fluid Filled cables - SCFF) utilisant du papier isolant imprégné d'huile synthétique à basse viscosité. Ces câbles peuvent fonctionner à une température plus élevée, de 85 à 90°C et permettent ainsi de transporter une puissance plus importante. Les câbles MI-SCFF sont actuellement adaptés à des tensions allant jusqu'à 600 kV DC et 1000 kV AC. Ils peuvent être posés à des profondeurs allant jusqu'à environ 800 m sans précautions particulières ; avec l'utilisation de fluides spéciaux et des conceptions de blindage appropriées, des profondeurs de 2000 m peuvent être atteintes [58].

### ***1.5.1.3- Câbles à isolation mixte papier-polypropylène (MI-PPL paper)***

D'un développement plus récent, les câbles à isolation mixte papier-polypropylène (MI-PPL paper : Mass impregnated Polypropylene laminate paper) sont des câbles dont le système d'isolation est constitué de papier à haute densité imprégné d'un mélange visqueux, mais dont les couches de papier sont séparées par des films de polypropylène ; cette solution de développement récent conjugue les performances des deux technologies précédentes. Le câble PPL a démontré la capacité à fonctionner pour un système de tension jusqu'à 600 kV et une température de 85°C. La figure I.24 résume les trois types des câbles HVDC à papier imprégné [59].



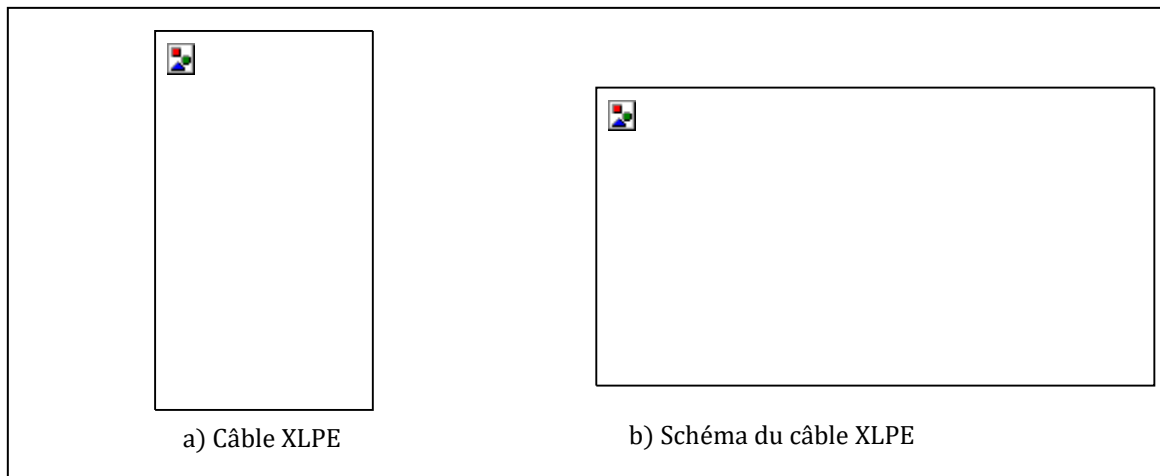
**Figure I.24 :** Câbles HVDC à papier imprégné [59].

### ***1.5.1.4- Câbles extrudés à isolation synthétique XLPE***

Les câbles extrudés à isolation synthétique XLPE sont aujourd'hui les plus vendus. L'extrusion est une technique permettant de déposer une couche uniforme et compacte d'isolant polymère autour du conducteur, prise en sandwich entre deux écrans semi-conducteurs comme le montre la figure I.25. L'isolation de câbles à haute tension est obtenue par un procédé de co-extrusion de l'isolant et des semi-conducteurs internes et externes, suivi, éventuellement, d'une phase de réticulation de l'isolant afin de lui conférer des propriétés thermomécaniques appropriées. Le premier système de transmission HVDC au monde utilisant des câbles à isolant synthétique extrudé a été installé sur l'île de Gotland (en Suède) sur une ligne de 80 kV, en 1999. Les dernières générations de câbles XLPE d'ABB atteignent 525 kV, grâce à un isolant à plus faible conductivité électrique et à des jonctions et extrémités spéciales. Des essais de qualification ont été réalisés à une température du conducteur de 70 °C. Les recherches et développements futurs visent des niveaux de température de fonctionnement et de tension encore plus élevés [60-61]. Les câbles à isolant synthétique extrudés offrent des avantages significatifs par rapport aux câbles à isolation papier traditionnels, par exemple [62] :

- La température du conducteur est plus élevée, ce qui donne un câble plus compact pour une même puissance transportée ;
- La barrière à l'humidité est plus compacte, donnant un câble plus léger ;
- L'assemblage de câbles extrudés est beaucoup plus simple et nécessite moins de compétences ;

- L'utilisation des câbles extrudés évite les risques environnementaux importants à long terme associés à des fuites d'huile ;

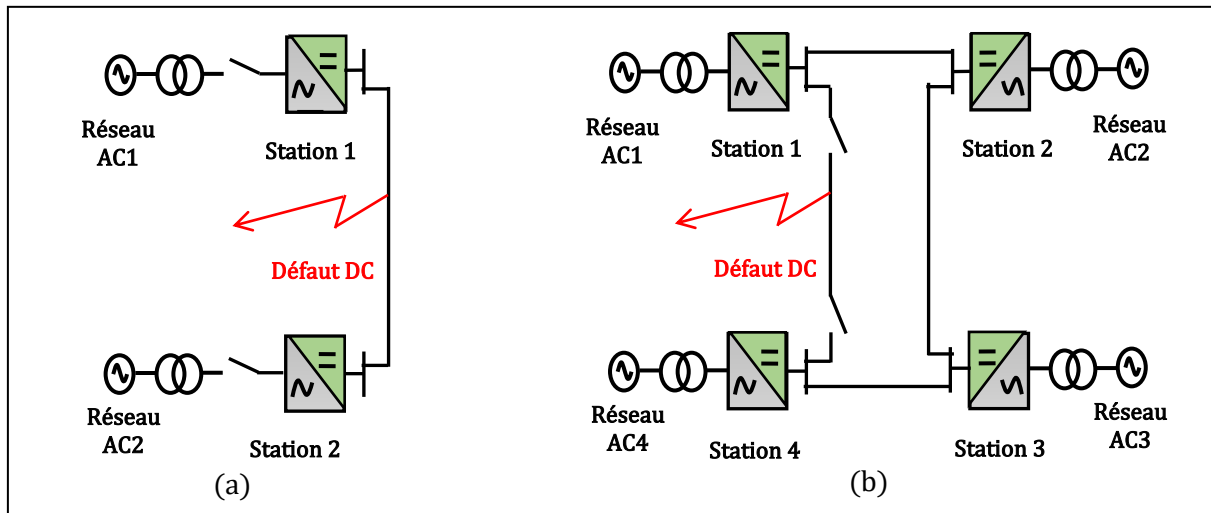


**Figure I.25** : Câbles HVDC extrudés à isolation synthétique XLPE [60].

### I.5.2- Disjoncteur à courant continu

Comme expliqué précédemment, actuellement deux types de convertisseurs sont utilisés dans les stations de conversion pour la construction des systèmes MTDC. Le LCC-HVDC reste la technologie HVDC la plus courante et la plus mature, cependant, cette technologie présente une faiblesse inhérente, ainsi que les difficultés à construire des réseaux MTDC à l'aide de cette technologie, pour cela plusieurs chercheurs ont suggéré l'utilisation des convertisseurs de source de tension (VSC). Dans un système VSC-HVDC, qui utilise des interrupteurs électroniques de puissance contrôlables, l'inversion du flux de puissance n'implique que le changement du sens de courant du convertisseur alors que la tension continue reste constante, ce qui facilite le développement de réseaux MTDC à haute tension.

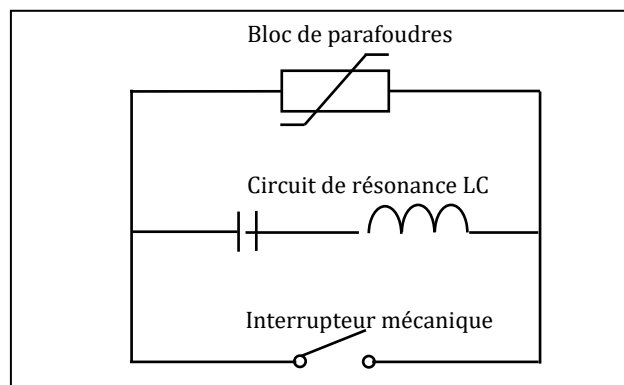
Cependant, l'utilisation de valves IGBT dans les convertisseurs VSC entraîne un inconvénient majeur. Contrairement aux valves à thyristor, en cas de défaut de courant continu, les valves IGBT ne peuvent pas bloquer le courant de défaut - en raison des diodes antiparallèles - ce qui rend les convertisseurs VSC susceptibles d'être endommagés [63]. D'autre part, il faut séparer et isoler la partie défectueuse du reste du système, et seulement elle. Sur une ligne à courant continu haute tension (HVDC) point à point, cette mission est aujourd'hui assurée par des disjoncteurs en courant alternatif (AC) situés à chaque extrémité (voir figure I.26a). Dans le cas des liaisons HVDC étant de plus en plus maillées (MTDC), c'est tout le réseau qui est alors sectionné par le disjoncteur AC comme le montre la figure I.26b. Autre problème, l'élimination d'un défaut HVDC doit s'effectuer en quelques millisecondes, soit bien plus vite que dans un réseau AC équivalent. C'est pourquoi la protection des réseaux MTDC a conduit au développement de divers modèles de disjoncteurs CB (Circuit Breaker) HVDC. Ensuite, un aperçu des technologies de disjoncteurs à courant continu les plus courantes est proposé [63-66].



**Figure I.26 :** Élimination d'un défaut DC, (a) avec un disjoncteur AC dans une liaison point à point HVDC, (b) avec un disjoncteur DC dans une liaison MTDC.

### 1.5.2.1- Disjoncteurs à résonance passive (Passive Resonance Breakers)

Les disjoncteurs de résonance composés de trois branches parallèles comme celui indiqué dans la figure I.27. La branche de l'interrupteur principal, qui contient un interrupteur mécanique, la branche de commutation, qui se compose d'une inductance et un condensateur en série, et la branche absorbante, constituée d'une varistance, qui dissipe l'énergie du système stockée dans l'inductance de la ligne. En fonctionnement normal, le courant passe par un interrupteur à faible perte, qui s'ouvre lorsqu'un défaut est détecté et initie un arc électrique. Lorsque la tension d'arc est élevée, un circuit RLC est nécessaire pour limiter la tension de commutation. Les éléments de stockage d'énergie créent un courant de résonance à travers l'interrupteur principal, qui peut interrompre le courant lorsqu'il passe par zéro. Les varistances limitent la tension maximale aux bornes du condensateur du circuit résonant, et le courant est commuté vers les absorbeurs d'énergie qui le ramènent à zéro. Pour les disjoncteurs à résonance passive, le courant maximal interruptible dépend de la caractéristique tension-courant de l'arc. Lorsque le courant dépasse la limite d'instabilité, c'est-à-dire  $(di/dt) \geq 0$ , il n'y aura pas de passage à zéro. Dans ce cas, un passage à zéro doit être excité par un circuit externe. Les principaux avantages de cette technologie de disjoncteur sont son faible coût et des faibles pertes de conduction. Le principal inconvénient est qu'il faut un temps relativement long pour éliminer le défaut, ce qui limite considérablement les applications de ces disjoncteurs [66], [68].



**Figure I.27 :** Circuit de disjoncteur résonnant à courant continu.

### I.5.2.2- Disjoncteurs DC statique (Solid State Circuit Breakers)

Le disjoncteur DC statique utilise des interrupteurs à semi-conducteurs à pouvoir de coupure rapide (par exemple, IGBT et IGCT) dans la branche de l'interrupteur principal. Un parafoudre est connecté en parallèle, comme le montre la Figure I.28. Les transistors IGBT ont l'avantage de limiter automatiquement le courant. Par contre ils occasionnent beaucoup de pertes, les GTO en occasionnent moins, les thyristors IGCT étant les meilleurs dans ce domaine. En fonctionnement normal, le courant circule à travers de l'interrupteur à semi-conducteur, ce qui entraîne des pertes de conduction plus élevées. Lorsqu'un signal de défaut est détecté, les interrupteurs à semi-conducteurs sont immédiatement désactivés. Par conséquent, la tension augmente rapidement jusqu'à ce que le parafoudre limite la surtension à un niveau inférieur à la tension de ligne DC. Un disjoncteur statique ne nécessite aucun interrupteur mécanique et peut donc interrompre le courant de défaut beaucoup plus rapidement que les autres disjoncteurs à courant continu [64].

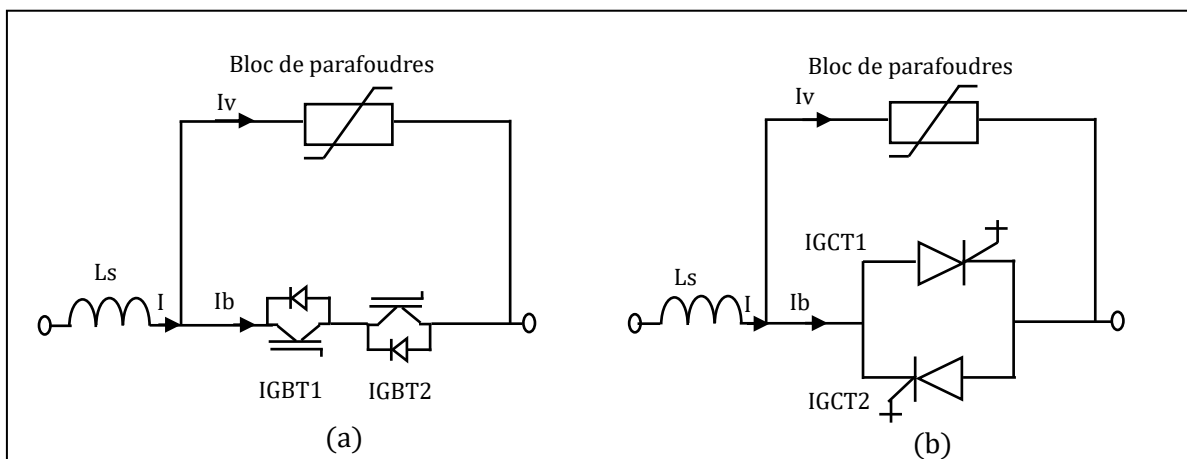
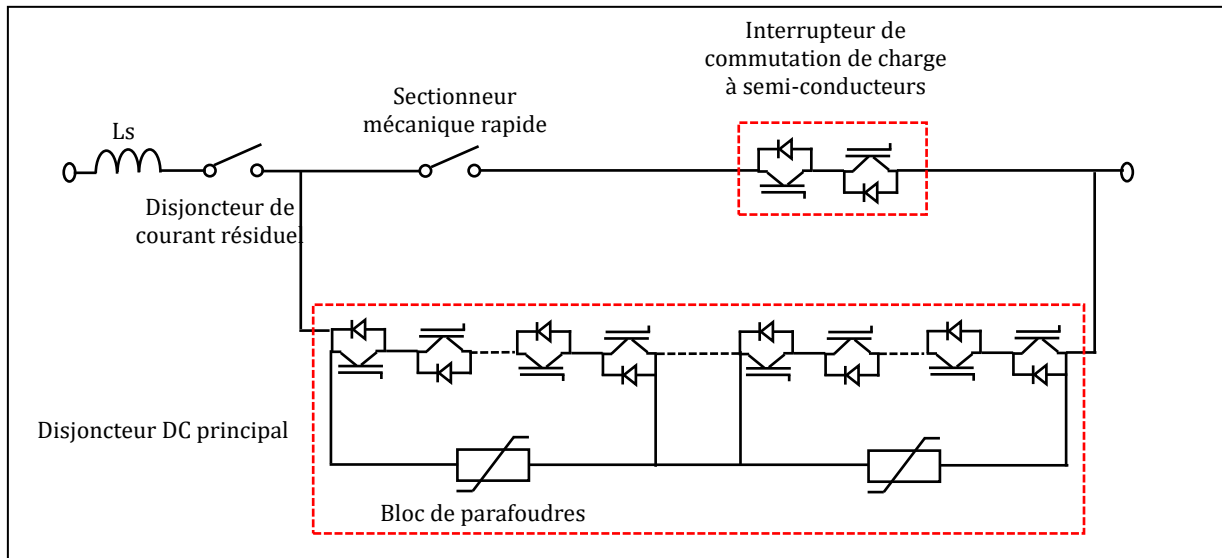


Figure I.28 : Disjoncteur DC statique, (a) à base d'IGBT, (b) à base d'IGCT.

### I.5.2.3- Disjoncteurs DC hybride

Récemment, il n'existait aucun disjoncteur DC adapté au HVDC, du fait des niveaux de tension élevés, de la hausse très rapide du courant de court-circuit et de la rapidité avec laquelle le courant doit être coupé. C'est précisément ce qui a poussé plusieurs associations (ABB, Alstom, Siemens) à innover des disjoncteurs hybrides dont les pertes sont aussi faibles que celles d'un interrupteur mécanique, le pouvoir de coupure comparable à celui d'un interrupteur à électronique de puissance, et l'interruption rapide des courants de court-circuit conforme aux exigences des réseaux HVDC [36],[43], [69]. En régime permanent, le courant passe par la première branche avec de faibles pertes. En cas de défaut, le premier interrupteur IGBT permet de commuter le courant dans l'autre branche alors que celui-ci est encore faible. Le sectionneur rapide s'ouvre alors évitant que ce premier interrupteur n'ait une tension trop importante à ses bornes. Afin d'être suffisamment rapide, il est constitué de plusieurs parties mécaniques en série. Le second interrupteur à IGBT s'ouvre alors, les parafoudres limitent la tension maximale aux bornes de l'interrupteur et dissipent l'énergie. Un sectionneur classique permet de couper le courant résiduel, la résistance des varistances n'étant pas infinie. La figure I.29 montre un circuit d'un disjoncteur DC hybride [70].


**Figure I.29 :** Disjoncteur DC hybride.

#### I.5.2.4- Comparaison des topologies de disjoncteurs DC

Dans cette section, les caractéristiques des principales topologies analysées jusqu'à présent sont discutées et comparées selon différentes littératures. Toutefois, il convient de noter que ces chiffres pourraient s'améliorer à l'avenir en raison du vif intérêt que suscite actuellement le développement des CB HVDC et des efforts considérables qui sont, en conséquence, consentis [64], [66].

Les trois types des CB HVDC sont résumés en cinq caractéristiques :

- ✓ Temps d'interruption
- ✓ Les pertes de puissance.
- ✓ Tension nominale
- ✓ Courant nominal.
- ✓ Coût

Le tableau ci-dessous montre les relations entre les trois types de disjoncteurs DC :

**Tableau I.2 :** Comparaison des caractéristiques de disjoncteurs DC [65], [67].

Type de disjoncteur DC	Temps d'interruption ms	% des pertes de puissance de la station VSC	Tension nominale kV	Courant nominale kA	Coût \$
Résonance passive	60	0.00	550	5	4,450,000
Statique	40	30	800	5	300,000
Hybride	2-30	0.1	320	320	54,544,000

### ***1.5.2.5- Disjoncteurs HVDC installés dans des systèmes multi-terminaux HVDC***

À l'origine, le système MTDC était protégé par des disjoncteurs AC, mais il y avait des problèmes avec les grandes durées de fonctionnement et aussi avec la déconnexion du système complet pour effacer un défaut DC. En effet, au cours des deux premières années d'exploitation du projet Zhoushan, neuf pannes forcées ont eu lieu, avec la déconnexion complète des cinq terminaux. Afin de résoudre partiellement ces obstacles, tout en augmentant la fiabilité et la disponibilité du système, deux disjoncteurs HVDC hybrides ont été installés à Dinghai ainsi qu'un appareil de restauration d'amortissement rapide dans chaque terminal [8].

Le disjoncteur hybride se composait de quatre groupes de modules électroniques de puissance de 50 kV, de trois groupes de commutateurs mécaniques rapides, d'un groupe de disjoncteurs auxiliaires et de quatre groupes de parafoudres. Le disjoncteur HVDC développé pour le projet Zhoushan était destiné à être utilisé comme projet pilote pour le CB du système Zhang Bei MTDC [8]. Pour le projet de Zhang Bei : un système MTDC terrestre à quatre terminaux est en construction en Chine pour le transport des énergies renouvelables de la province du Hebei à Pékin. De cette manière, les terminaux de Zhang Bei et Kangbao envoient de l'énergie éolienne et le terminal de Fengning est connecté à une centrale hydraulique à accumulation par pompage qui peut ajuster la variation de la production d'énergie éolienne. Le système présente une configuration bipolaire avec une ligne de retour métallique. Le long système de transmission est composé de lignes aériennes, et par conséquent, des disjoncteurs HVDC sont nécessaires aux deux extrémités de chaque ligne. Un prototype CB HVDC de 500 kV a été développé en 2018 [71].

Le tableau I.3 résume les principales spécifications de ces systèmes. Le test effectué avec les disjoncteurs comprend le courant de coupure, la tension de rétablissement transitoire de crête (TRV) et le temps de coupure requis.

**Tableau I.3** : Caractéristiques principales des projets MTDC basés sur VSC [8], [72], [73].

Fonctionnalité	Nan'ao	Zhoushan	Zhang Bei
<b>Terminaux</b>	3	5	4
<b>Tension DC</b>	$\hat{A} \pm 160$ kV	$\hat{A} \pm 200$ kV	$\hat{A} \pm 500$ kV
<b>Puissance (MW)</b>	Sucheng: 200 Jinniu: 100 Qingao: 50	Zhoushan: 400 Daishan: 300 Qushan: 100 Yangshan: 100 Sijiao: 100	Pékin: 3000 Zhang Bei: 3000 Kangbao: 1 500 Fengning: 1500
<b>Longueur de câble</b>	Câble aérien de 40,7 km	Câble sous-marin de 141,5 km	Câble aérien 648 km
<b>CB Caractéristiques</b>	Tension nominale CB mécanique : 160 kV	Tension nominale CB hybride : 200 kV. Courant nominal : 1,2 kA. Courant de coupure : 15 kA Temps de coupure : 3 ms	Tension nominale CB hybride : 500 kV
<b>Test CB</b>	Courant de coupure : 9,2 kA TRV : 272 kV Temps de coupure : 3,9 ms TRV : 262 kV Temps de coupure : 4,6 ms	Courant de coupure : 15 kA Temps de coupure : 3 ms TRV : 73 kV Énergie absorbée par parafoudre : 27 kJ	Courant de coupure : 26 kA Temps de coupure : 2,6 ms TRV : 810 kV

### I.5.3- Convertisseur DC/DC

Le futur du réseau HVDC devrait émerger grâce à un développement progressif où les connexions point à point pourront être connectées plus tard dans des configurations multi-terminales et maillées. Il s'avère donc nécessaire d'introduire des convertisseurs statiques DC/DC pour assurer l'interfaçage de ces différents réseaux comme le montre la figure I.30.

La technologie de convertisseur DC/DC haute tension et haute puissance pour le réseau HVDC n'est pas encore suffisamment développée pour être proche de l'industrialisation dont les principaux défis liés au convertisseur DC/DC sont la difficulté de monter en tension et la protection du défaut [74], [75]. Une étape de conversion DC/DC est nécessaire dans les systèmes HVDC pour les raisons suivantes [74], [76] :

- Deux liaisons HVDC fonctionnant à des niveaux de tension différents ne peuvent pas être directement connectées l'une à l'autre. L'échange de puissance entre ces deux réseaux nécessite un convertisseur DC/DC tout comme un transformateur dans un système AC.
- Deux liaisons HVDC fonctionnant sous la même tension mais avec des configurations différentes, c'est-à-dire bipolaires ou monopolaires, ont besoin d'un convertisseur DC/DC pour leur interconnexion.
- Contrôle du flux d'énergie à travers une section particulière du réseau HVDC.



- L'interconnexion du système HVDC existant basé sur le LCC avec le dernier système HVDC basé sur le VSC peut être réalisée par un convertisseur DC/DC.

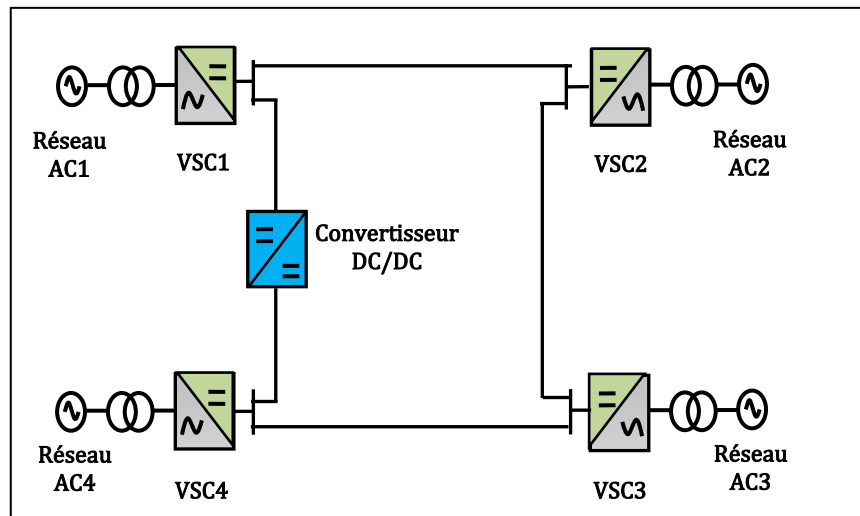


Figure I.30 : Possibilité de création d'un réseau MTDC à l'aide de convertisseurs DC-DC.

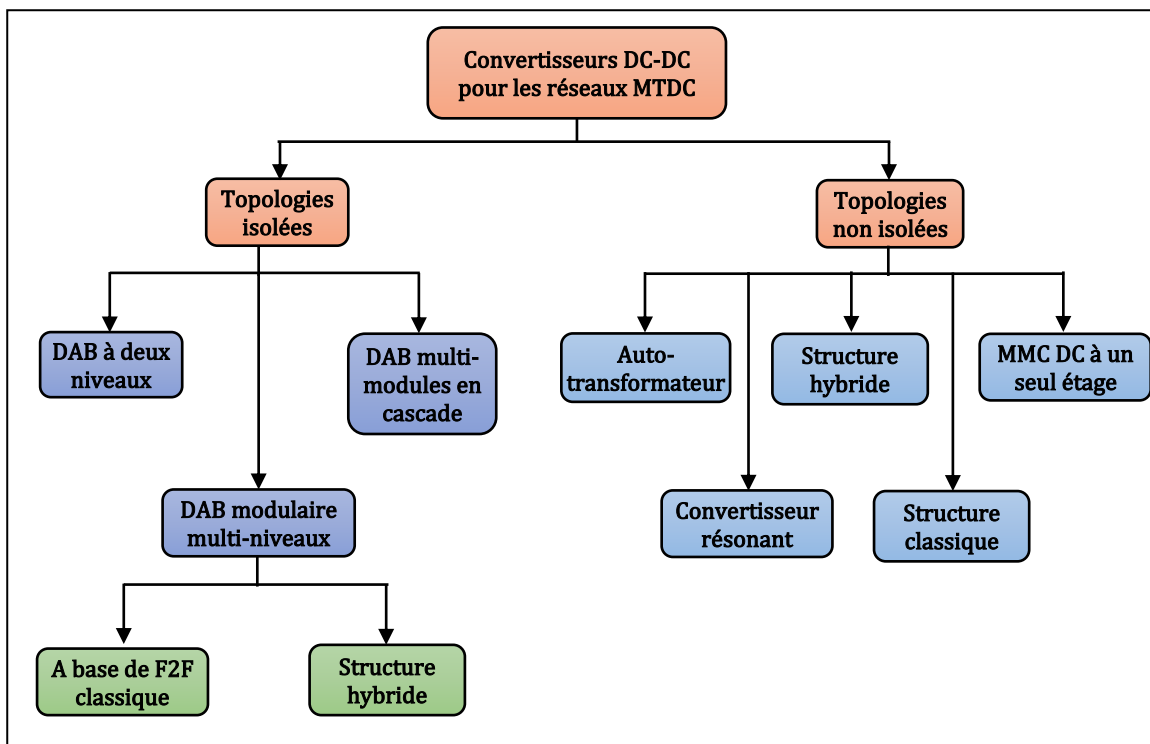


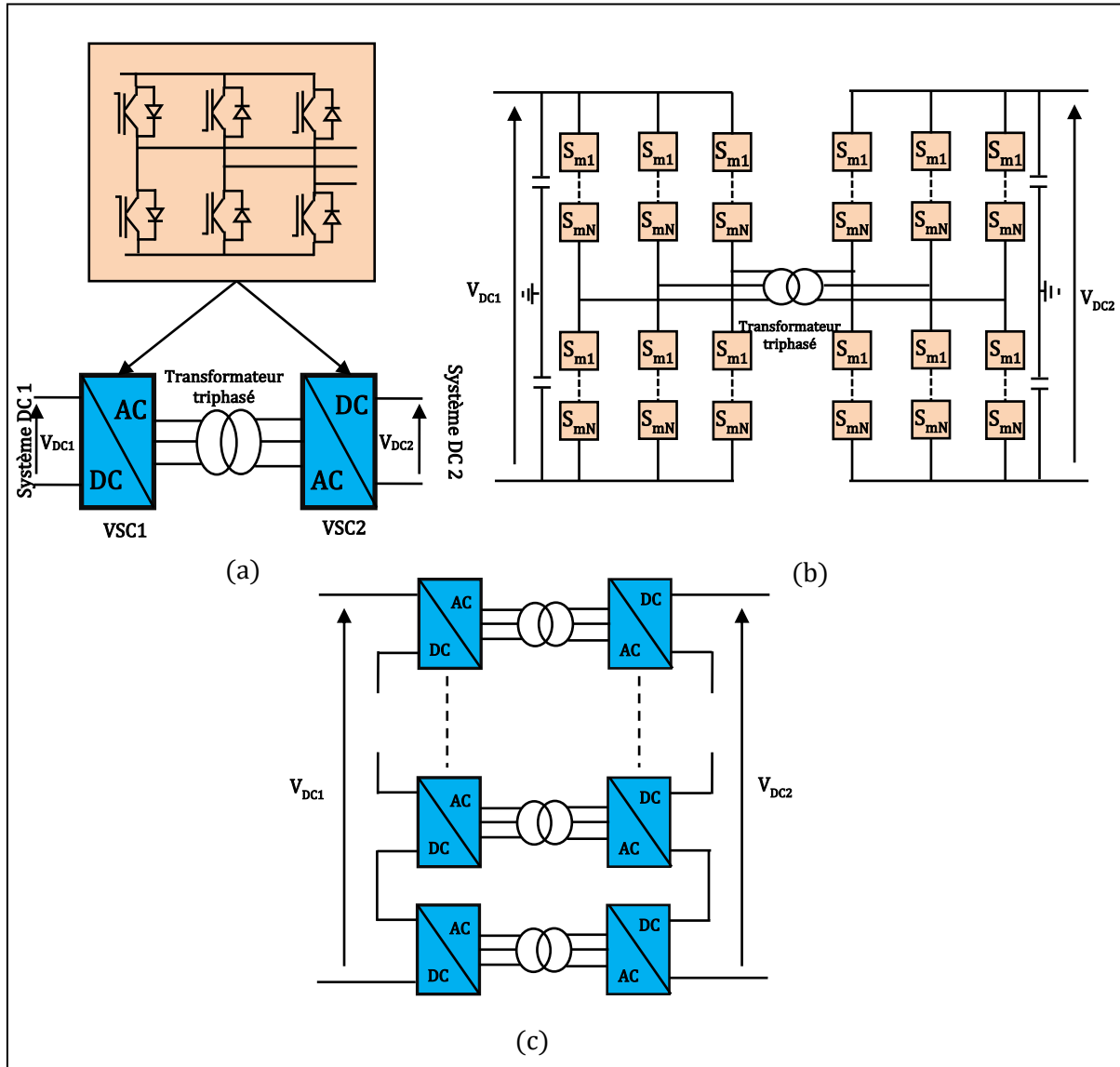
Figure I.31 : Classification proposée pour les convertisseurs DC-DC dédiés aux applications des systèmes MTDC.

La classification proposée pour les convertisseurs DC-DC est résumée dans la figure I.31. Deux topologies de convertisseur peuvent être définies, les convertisseurs à topologies isolées et non isolées.

### 1.5.3.1- Topologie isolée

Dans ce critère de classification, on utilise l'isolation galvanique, c'est-à-dire la séparation galvanique entre les ports DC d'entrée et de sortie du convertisseur. Cette topologie

deux étages de conversion, un étage DC/AC et un autre étage AC/DC. C'est le cas des convertisseurs qui emploient des ponts complets des deux côtés du transformateur d'isolation, généralement, ce convertisseur s'appelle « convertisseur à double pont actif DAB : Dual Active Bridge » [74], [75], [77]. Les topologies isolées sont classées en trois structures différentes telles que DAB à deux niveaux, DAB modulaire à multi-niveaux et DAB multi-cascade comme le montre Figure I.32.

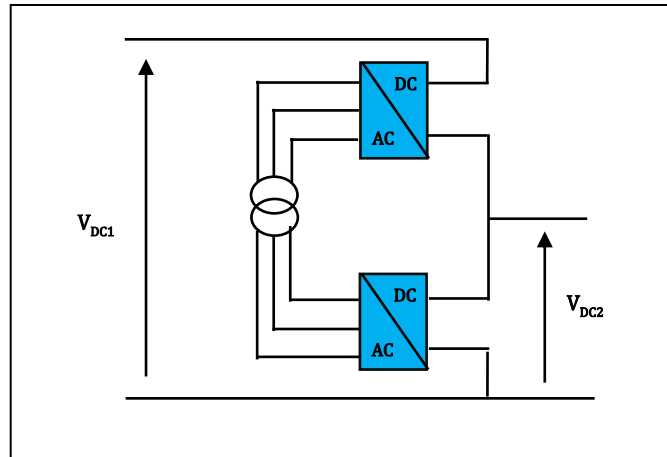


**Figure I.32** : Convertisseurs DC-DC à topologies isolées, (a) DAB à deux niveaux, (b) DAB modulaire à multiniveaux, (c) DAB multi-modules en cascade.

### 1.5.3.2- Topologie non isolée

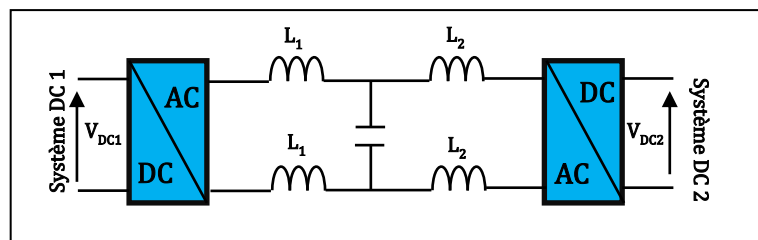
Par rapport aux topologies isolées des convertisseurs DC-DC, il existe davantage de topologies non isolées qui sont proposées pour les applications dans le réseau à haute tension en courant continu. Ces convertisseurs n'utilisent pas le transformateur interne entre les deux côtés du courant continu. Les topologies de convertisseurs non isolés sont classées en cinq catégories différentes, à savoir : autotransformateur DC, convertisseur résonant, structure hybride, structure classique et DC-MMC à un étage [74].

Les convertisseurs de type autotransformateur HVDC (figure I.33) utilisent deux structures à haute tension DC-AC et AC-DC connectées en série du côté DC et interconnectées par un transformateur AC du côté AC. Cette mise en œuvre est possible avec la technologie existante des convertisseurs HVDC : VSC (à deux niveaux, à trois niveaux ou MMC). Cette solution diffère de celles de la famille DAB dans la mesure où seule une fraction de la puissance passe par la liaison AC. Cette caractéristique contribue à réduire les pertes de puissance et la puissance du transformateur [78].



**Figure I.33 :** Convertisseurs DC-DC à base d'autotransformateur.

Le fonctionnement du convertisseur résonnant dépend du transfert de puissance d'un côté à l'autre à l'aide d'un bloc inductance-capacité (LC) (figure I.34). Cette topologie de convertisseur utilise le principe de résonance comme mécanisme d'augmentation de la puissance pour le fonctionnement du transformateur. En outre, elle réalise également la commutation douce (CS) des semi-conducteurs. Ils peuvent être classés en deux catégories : à un étage et à plusieurs étages, en fonction du nombre de blocs LC utilisés à l'intérieur [79].



**Figure I.34 :** Convertisseurs DC-DC résonnant.

Les convertisseurs continu-continu à structure hybride se composent de plusieurs interrupteurs à semi-conducteurs et de SMs en cascade. En général, un interrupteur en série peut être réalisé comme un convertisseur à deux niveaux qui agit de manière contrôlée pour relier la branche SM aux côtés haute tension et basse tension du convertisseur pour l'échange d'énergie. D'autre part, les SMs en cascade (MMC) de cette structure hybride agissent comme un élément de stockage d'énergie. La structure de ce type de convertisseur sans transformateur est illustrée à la figure I.35 [80].

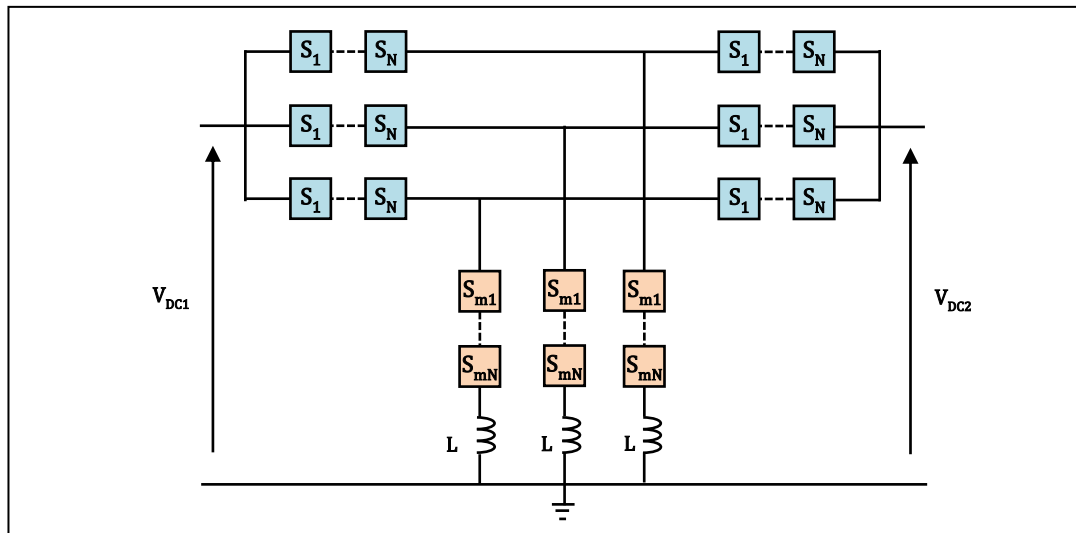


Figure I.35 : Convertisseurs DC-DC à structure hybride.

## I.6- Conclusion

Le premier volet de ce chapitre a été consacré à la présentation des réseaux de transport HVDC et à l'étude de ses différents constituants. L'idée était de souligner les avantages d'un réseau de transport à courant continu par rapport aux anciens systèmes de transport à courant alternatif (HVAC). De plus, nous avons introduit les différents types de convertisseurs LCC et VSC ainsi que les différentes configurations des systèmes HVDC.

Dans le but de développer un système multi-terminal HVDC (MTDC) qui constitué des plusieurs station de conversion, nous avons donné une vue globale sur les liaisons MTDC dans la deuxième partie de ce chapitre.

Dans la dernière partie de ce chapitre, nous avons présenté les technologies essentielles pour la construction des réseaux MTDC.

Le chapitre suivant sera consacré à l'étude de la philosophie de contrôle des réseaux VSC-MTDC.

# **Chapitre 2**

## **Modélisation et commande d'un système MTDC à base de VSC-HVDC**

---

Introduction

Convertisseur source de tension (VSC)

Contrôle d'un système VSC-HVDC

Stratégies de commande des systèmes MTDC

Conclusion

---

## II.1- Introduction

La technologie HVDC à base de convertisseurs de source de tension (VSC) a récemment bénéficié d'un intérêt croissant en raison d'un certain nombre de facteurs, tels que sa modularité, l'indépendance du réseau alternatif, le contrôle indépendant de la puissance active et réactive, le fonctionnement à faible puissance et l'inversion de flux de puissance, etc. Les technologies de source de tension peuvent facilement connecter plusieurs convertisseurs en formant un réseau multiterminal à courant continu (MTDC) [19], [24].

La conception de commande est toujours l'un des sujets de recherches les plus populaires dans le domaine des systèmes de transport HVDC et MTDC à base des convertisseurs VSC. Généralement, la commande du réseau VSC-MTDC est classée en deux catégories de contrôleurs [53]. Le contrôle du terminal basé sur la méthode de contrôle vectoriel est largement utilisé dans le contexte de contrôle des VSCs où ces derniers sont modélisés dans un repère tournant synchrone de Park (dq) [53], [81]. Cette méthode est caractérisée principalement par deux boucles de contrôle, à savoir, une boucle de contrôle du courant interne de dynamique rapide et une boucle de contrôle externe ayant une dynamique lente, où la boucle externe génère les entrées de référence aux boucles internes [80]. Pour la commande principale du réseau VSC-MTDC, selon plusieurs recherches [5-7], [82], [83], [84], [85], il existe trois différentes stratégies de commande en tension, la commande la plus basique est appelée « maître esclave » qui est la commande classique de commande largement utilisée dans les liaisons VSC-HVDC point à point. L'autre commande appelée « marge de tension » est développée. Cette méthode peut être considérée comme une extension de la méthode maître-esclave. Finalement, la commande appelée « statisme de tension » est proposée pour la commande des systèmes MTDC.

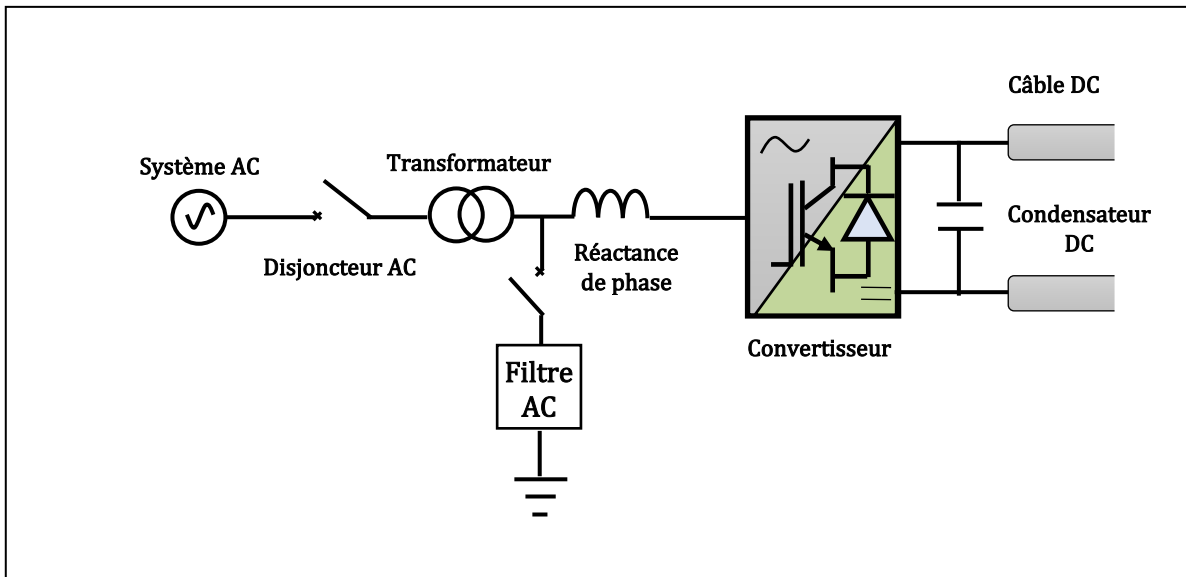
Ce chapitre présente une étude générale sur la modélisation et le contrôle des systèmes MTDC. Il est organisé comme suit, la première partie présente une brève introduction aux systèmes VSC-HVDC, ainsi qu'une description des principaux éléments qui composent une station VSC. Ensuite, le modèle équivalent côté AC de la station VSC est détaillé. Dans la deuxième partie, une vue générale est donnée sur la hiérarchie d'un système de commande dédié aux convertisseurs VSC côté réseau. Finalement, les différentes techniques de contrôle de la tension continu adoptées dans les systèmes MTDC sont décrites dans la dernière partie.

## II.2-Convertisseur source de tension (VSC)

### II.2.1- Structure d'un convertisseur VSC

Un convertisseur VSC peut échanger avec le réseau AC auquel il est directement connecté, la puissance active et réactive. En mode redresseur, la puissance active que le VSC extrait à partir de son côté AC est égale à la puissance active injectée dans son côté DC, plus les différentes pertes dans le convertisseur (pertes de conduction et de commutation) [24].

Un système VSC-HVDC se compose de : disjoncteurs AC, filtres AC, un transformateur, une réactance de phase, un convertisseur VSC, une capacité shunt DC, et un câble DC pour le connecter à une autre station ou au réseau. Le schéma d'un système de transport VSC-HVDC typique est illustré à la figure II.1 et ses composants sont décrits en détail ci-dessous.



**Figure II.1 :** Principaux composants d'une station VSC-HVDC.

### II.2.1.1- Disjoncteurs AC

La présence d'un disjoncteur AC (situé dans le poste de raccordement AC) est nécessaire dans une station VSC-HVDC pour plusieurs raisons [42], [86] :

- ✓ Possibilité de déconnecter la station du système AC pour la maintenance.
- ✓ Connexion de système AC à la liaison VSC lorsque le condensateur DC doit être chargé au démarrage du système de transmission VSC-HVDC.
- ✓ Déconnexion de la liaison VSC du système alternatif en cas de défaut côté courant continu, car contrairement au système HVDC classique (LCC-HVDC), le système de transmission VSC à 2 ou 3 niveaux ne dispose d'aucun mécanisme pour éliminer les défauts côté continu.

### II.2.1.2- Filtre AC

La présence d'harmoniques dans le système VSC-HVDC peut être très préjudiciable au système de transport et au réseau AC [87].

- ✓ Pertes plus élevées et surchauffe du système ;
- ✓ Surtensions, en raison de l'existence de résonances ;
- ✓ Interférence, imprécision ou instabilité dans les systèmes de contrôle ;
- ✓ Bruit sur les lignes téléphoniques à fréquence vocale et sur la radio.

En raison de tous les phénomènes ci-dessus, la présence de filtres AC est importante. Néanmoins, le fonctionnement en PWM réduit considérablement le contenu harmonique. Par conséquent, les filtres AC dans une liaison VSC-HVDC seront plus petits et moins chers que dans une liaison HVDC classique [87].

Le filtre AC s'agit d'un filtre passe-bas permettant d'arrêter la propagation des harmoniques d'ordre supérieur créés par les éléments d'électronique de puissance du convertisseur VSC vers le réseau AC. Le filtre permet aussi de protéger le transformateur contre ces harmoniques ainsi éviter les surcoûts dus au démantèlement du transformateur [88].

### ***II.2.1.3- Transformateur***

Les convertisseurs sont reliés au système de courant alternatif, dans tous les systèmes VSC-HVDC, par des transformateurs. La fonction la plus importante des transformateurs est d'adapter la tension AC de sortie du convertisseur qui dépend de la tension sur le côté DC du convertisseur à la tension au point commun de raccordement (PCC) du réseau AC. Le transformateur agit également comme une séparation galvanique entre les côtés AC et DC. Ceci est important car certains défauts dans le système AC provoquent des surtensions dans les phases saines. En outre, la réactance du transformateur réduit les courants de court-circuit [87].

### ***II.2.1.4- Réactance de phase***

C'est l'élément AC le plus important dans le fonctionnement d'un convertisseur VSC. D'une part, elle contribue avec la capacité shunt à la définition du filtre passe-bas. D'autre part, il permet de réguler le flux de puissance active et réactive entre le convertisseur et le PCC. La réactance de phase peut être représentée principalement par une inductance à qui on peut ajouter une résistance en série pour représenter les pertes joules [89].

### ***II.2.1.5- Capacité shunt DC***

La capacité shunt au côté DC du convertisseur est le deuxième élément indispensable au fonctionnement d'un système HVDC. Ces bancs de capacités servent à stocker l'énergie au sein du lien DC afin de pouvoir contrôler le flux de puissance. Ils servent également à limiter l'ondulation de tension causée par la MLI. Leur taille dépendra dès lors à la fois de la tension désirée, et de l'ondulation de tension autorisée [42], [86].



## II.2.2- Modèle équivalent du côté AC d'un système VSC-HVDC

Il est possible de considérer le côté AC d'une station VSC-HVDC comme une source de tension contrôlable puisqu'un convertisseur utilisant des techniques MLI est capable de contrôler indépendamment la fréquence, la phase et l'amplitude de sa tension AC.

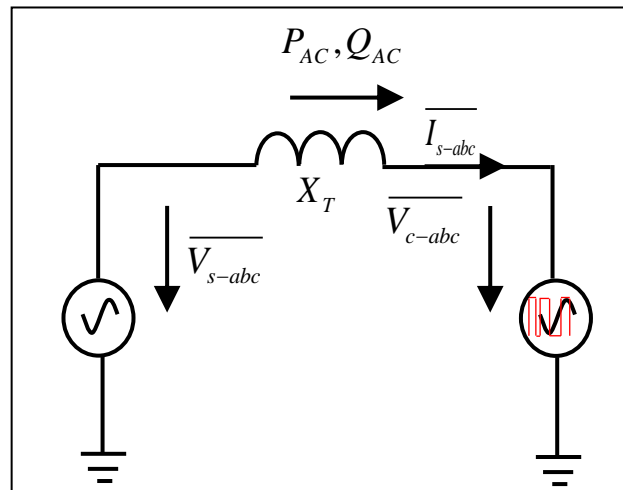
Cette source de tension peut être décrite comme suit :

$$V_c(t) = \sqrt{2} \times V_c \times \sin(\omega t + \delta) + \text{harmoniques}, \text{ avec } V_c = m_a \times \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{II.1})$$

Où  $m_a$  représente l'indice de modulation MLI,  $\omega$  est la fréquence angulaire de la composante fondamentale de la tension, et  $\delta$  est la différence d'angle de phase entre le réseau AC et la tension fondamentale du convertisseur.

Dans une station VSC-HVDC, et comme indiqué dans la section II.2, une réactance de phase, des filtres AC et un transformateur sont généralement présents. Ainsi, il est possible de ne pas considérer les harmoniques de commutation et de supposer que la tension du convertisseur est égale à la tension de référence du modulateur (MLI), tant que la tension de référence du modulateur ne dépasse pas la région linéaire [90].

Le diagramme équivalent d'une liaison VSC-HVDC connectée à un système AC est présenté à la figure II.2. Comme le montre cette figure, le système AC et la source de tension contrôlée sont connectés via des réactances en série ( $X_T$ ), puisque les résistances du transformateur et de la réactance de phase peuvent être négligées par rapport à la somme des réactances inductives.



**Figure II.2 :** Circuit équivalent du côté AC de la station VSC-HVDC sans prendre en compte les pertes.

Les tensions AC représentées sur la figure II.2 sont des tensions de ligne :  $\overline{V_{s-abc}} = V_{s-abc} e^{j0}$  et  $\overline{V_{c-abc}} = V_{c-abc} e^{j\delta}$ .

Si les résistances des transformateurs et des réacteurs ne sont pas prises en compte (c'est-à-dire sans perte), le flux de puissance active entre le réseau AC et le VSC peut être formulé comme suit [89], [91],

$$P_{AC} = \frac{V_{s-abc} V_{c-abc}}{X_T} \sin(\delta) \quad (\text{II.2})$$

À partir de l'équation précédente, il est possible de réaliser que le contrôle du flux de puissance active est accompli en changeant l'angle de phase de sortie de la tension du VSC,  $\delta$ , tout en gardant toutes les autres variables inchangées.

Ceci est réalisé par la technique MLI en contrôlant l'instant de commutation des valves du convertisseur.

$$\begin{cases} \delta < 0 \Rightarrow V_{c-abc} \text{ retardé } V_{s-abc} \Rightarrow P_{AC} < 0 \text{ (Ondulation)} \\ \delta > 0 \Rightarrow V_{c-abc} \text{ avancé } V_{s-abc} \Rightarrow P_{AC} > 0 \text{ (Redressement)} \end{cases} \quad (\text{II.3})$$

Si les tensions du réseau AC du VSC sont en phase, c'est-à-dire  $\delta = 0$ , il n'y aura pas de transfert de puissance active (sans prendre en compte les pertes) et le VSC fonctionnera comme un compensateur de puissance réactive, absorbant ou fournissant de la puissance réactive selon les besoins. Dans ce cas, le VSC fonctionne comme un STATCOM [92].

Le flux de puissance réactive entre le réseau AC et la station VSC peut être calculé comme suit :

$$Q_{AC} = \frac{V_{s-abc}}{X_T} (V_{s-abc} - V_{c-abc} \cos(\delta)) \quad (\text{II.4})$$

A partir de l'équation (II.4), il est possible d'observer que si la composante réelle de la tension de sortie du VSC ( $V_{c-abc} \cos(\delta)$ ) a une amplitude plus petite que la tension du système AC, le convertisseur consommera de la puissance réactive du réseau AC. Dans le cas contraire, le convertisseur fournira de la puissance réactive au réseau.

$$\begin{cases} V_{c-abc} \cos(\delta) > V_{s-abc} \Rightarrow Q_{AC} < 0 \text{ (Production)} \\ V_{c-abc} \cos(\delta) < V_{s-abc} \Rightarrow Q_{AC} > 0 \text{ (Consommation)} \end{cases} \quad (\text{II.5})$$

En faisant varier  $\delta$ , l'influence sur la puissance active est substantielle, mais son compte sur la puissance réactive est négligeable, puisque  $\delta$  est plutôt petit ( $\delta \approx 0$ ). D'autre part, l'amplitude de la tension du convertisseur par rapport à la tension du réseau alternatif a une grande influence sur la puissance réactive mais des effets négligeables sur la puissance active. Par conséquent, les contrôles de la puissance active et réactive peuvent être réalisés pratiquement indépendamment l'un de l'autre [87].

La figure II.3 montre le diagramme de phase pour le côté AC d'une station VSC-HVDC.

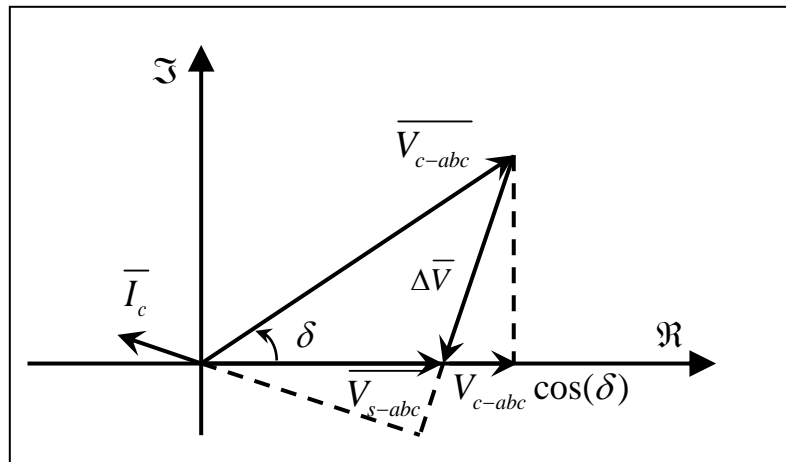


Figure II.3 : Diagramme de phase du côté AC d'une station VSC-HVDC.

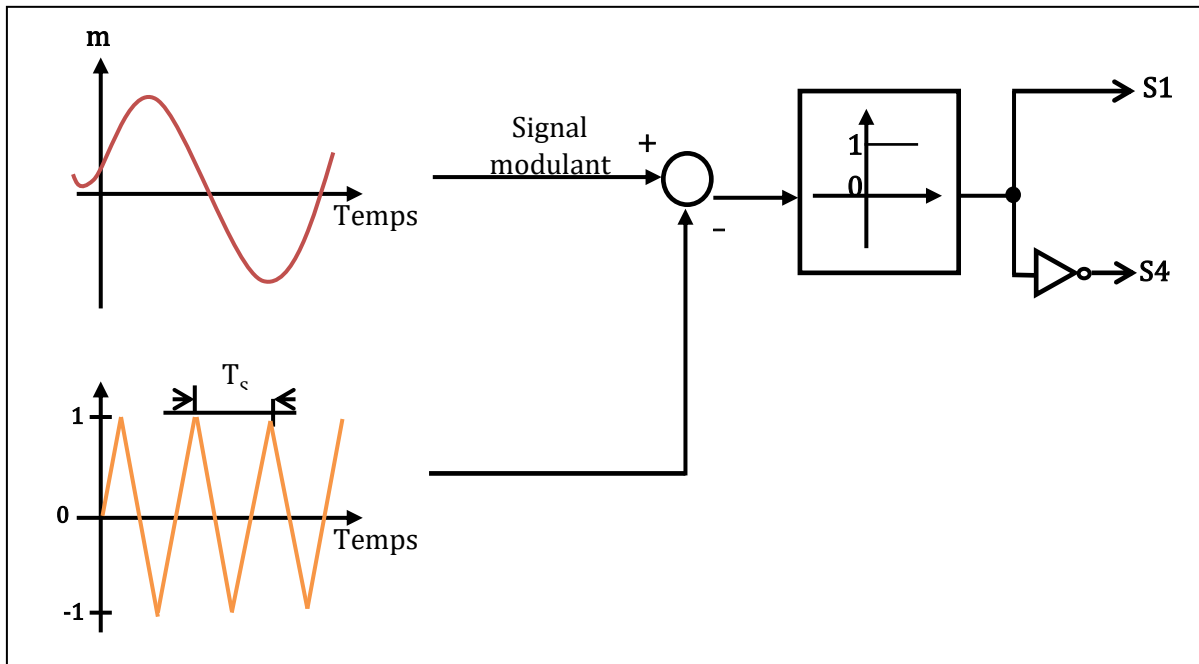
### II.2.3-Modulation de Largeur d'Impulsion Sinusoïdale (S-MLI)

La technique « Modulation de Largeur d'Impulsions Sinusoïdale » (MLI Sinusoïdale) ou « Sinusoidal Pulse Width Modulation » (SPWM) 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. Elle présente aussi l'intérêt de diminuer le contenu harmonique du signal modulé, par rapport à un signal issu d'un LCC [7], [93].

Cette méthode consiste à enchaîner une succession d'états discrets pendant certaines durées choisies, de manière à obtenir un signal moyen valant une valeur intermédiaire. Ce type de modulation présente plusieurs avantages pour les VSC [7] :

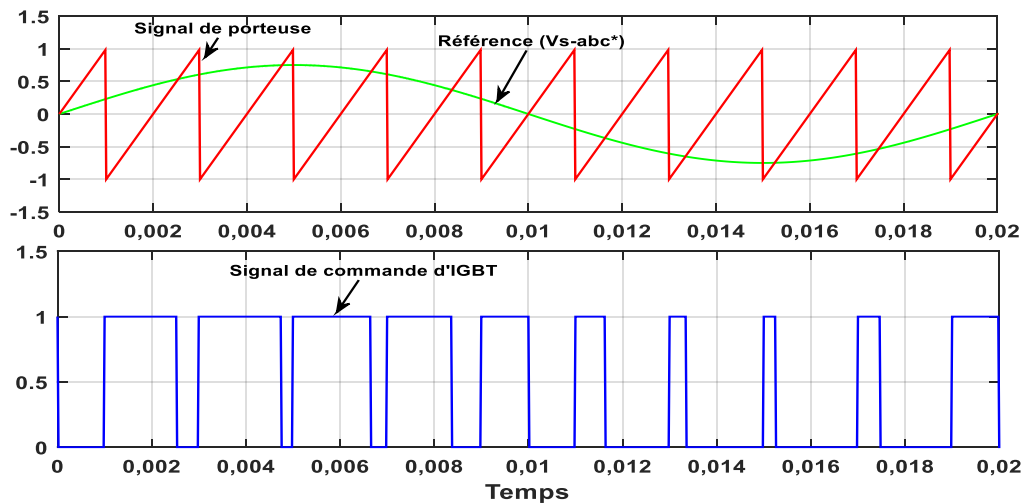
- Contrôle rapide des puissances actives et réactives.
- Meilleure qualité de tension (faible THD).

La MLI Sinusoïdale consiste à comparer la tension de référence désirée (la modulante) à une fonction triangulaire (la porteuse ou carrier) afin de donner le signal de commande des interrupteurs d'IGBT de VSC à deux niveaux comme montre la figure II.4.



**Figure II.4 :** Stratégie de commutation MLI.

La figure II.5 montre la forme typique d'onde de la stratégie de commutation Modulation de Largeur d'Impulsion Sinusoïdal S-MLI ou SPWM, dans les trois phases du VSC il y a trois signaux de modulation chaque un par un convertisseur demi-pont, qui sont comparés avec les signaux de porteuses communs et il est constitué à un système triphasé équilibré.



**Figure II.5 :** Forme typique d'onde de la stratégie de commutation Modulation de Largeur d'Impulsion Sinusoïdal [92].

En utilisant la technique de modulation MLI sinusoïdale, les équations II.6 montre les composants fondamentaux de la tension AC en fonction des indices de modulation et la tension DC.cf

$$\begin{cases} V_{s-a}(t) = \frac{1}{2} V_{DC}(t) . m_a(t) \\ V_{s-b}(t) = \frac{1}{2} V_{DC}(t) . m_b(t) \\ V_{s-c}(t) = \frac{1}{2} V_{DC}(t) . m_c(t) \end{cases} \quad (\text{II.6})$$

Avec,

$$\begin{cases} m_a(t) = M(t) \cos(\delta(t)) \\ m_b(t) = M(t) \cos\left(\delta(t) - \frac{2\pi}{3}\right) \\ m_c(t) = M(t) \cos\left(\delta(t) - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (\text{II.7})$$

Avec :

$$\delta(t) = \delta_0 + \omega t$$

#### II.2.4- Diagramme P – Q d'un convertisseur VSC

La figure II.6 représente un diagramme qui met l'accent sur la capacité d'un convertisseur VSC-HVDC à absorber et à injecter la puissance active et réactive, appelé diagramme de capacité P-Q.

Dans la figure II.6, la plage de fonctionnement de la puissance active et réactive pour une station de conversion VSC-HVDC est montrée. Elle est composée de quatre quadrants dont deux représentent le fonctionnement en mode onduleur alors que les deux autres indiquent celui de redresseur. Cependant, la plage de fonctionnement d'un système VSC-HVDC sera en pratique limitée par deux facteurs : le courant circulant à travers les valves du convertisseur et la valeur de la tension continue [94].

La première limitation est que le courant traversant le convertisseur doit être limité pour protéger les valves de commutation. Par conséquent, le VSC pourra fonctionner dans les limites de son courant nominal, ce qui correspond à un cercle de 1 pu de rayon.

Une autre limitation qui détermine la capacité de puissance réactive du VSC est l'amplitude de la tension du VSC (limitation de l'indice de modulation). La limitation de la surtension est imposée par le niveau de la tension continue. Comme le montre l'équation (II.4), la puissance réactive dépend de la différence entre la tension du réseau alternatif et la tension de sortie du VSC, qui dépend de la tension continue comme on peut le voir dans l'équation (II.1) [88].

En réarrangeant les équations de puissance active et réactive dans les équations (II.3) et

(II.5), respectivement, et en éliminant  $\cos(\delta)$  et  $\sin(\delta)$ , on obtient :

$$\sin^2(\delta) + \cos^2(\delta) = 1 = \left( \frac{P_{AC} X_T}{V_{s-abc} V_{c-abc}} \right)^2 + \left[ \left( Q_{AC} + \frac{V_{s-abc}^2}{X_T} \right) \frac{X_T}{V_{s-abc} V_{c-abc}} \right]^2 \quad (\text{II.8})$$

Après réarrangement, on obtient l'équation d'un cercle dans le diagramme (P,Q) avec son centre en  $\left( 0, -\frac{V_{s-abc}^2}{X_T} \right)$  et son rayon en  $\frac{V_{s-abc} V_{c-abc}}{X_T}$ .

La limite de sous-tension est toutefois limitée par la conception du circuit principal et la capacité de transfert de puissance active, qui nécessite une amplitude de tension minimale pour être transmise.

Les restrictions de fonctionnement d'un convertisseur VSC sont illustrées dans un diagramme PQ. Ils sont généralement représentés par un cercle ayant un rayon égal à la valeur maximale MVA du convertisseur. Il existe principalement trois facteurs qui limitent la capacité dont l'objectif est d'atteindre la stabilité de la puissance du système [88]:

- ✓ Le courant maximal qui circule dans les IGBT ;
- ✓ La tension DC maximale ;
- ✓ Le courant DC maximal à travers le câble.

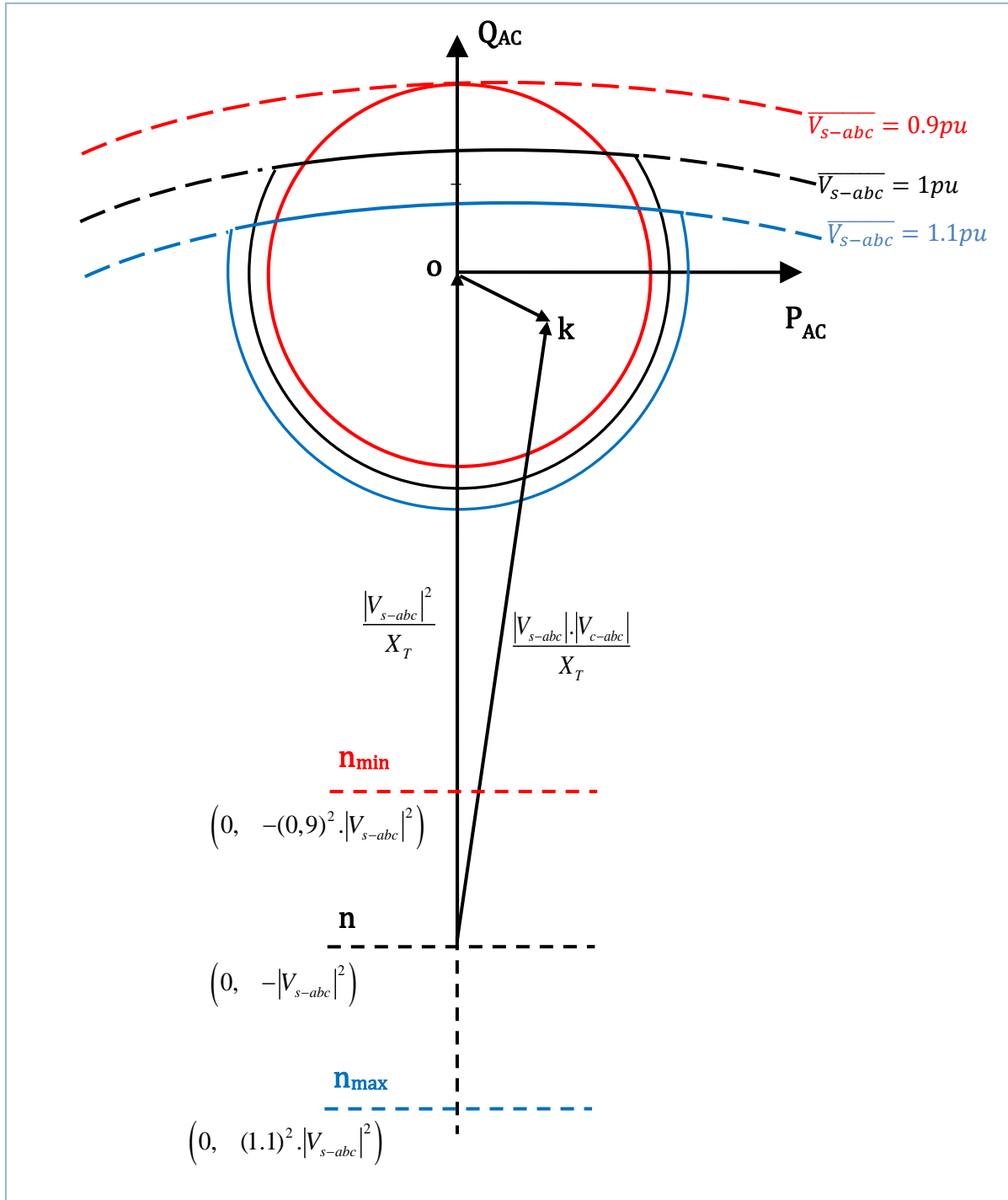


Figure II.6 : Diagramme P-Q d'un convertisseur VSC-HVDC.

### II.2.5- Modèle équivalent du côté DC du VSC

Le côté DC du convertisseur est modélisé comme une source de courant DC contrôlable. En négligeant les pertes de transformation au niveau du convertisseur, l'échange de la puissance active du côté convertisseur AC sera égale à la puissance au bus DC, alors nous avons :

$$P_{AC} = P_{DC} = V_{DC} I_{DC} \Rightarrow I_{DC} = \frac{P_{DC}}{V_{DC}} \quad (\text{II.9})$$

Si les pertes de conversion sont considérées, le rendement de la station de conversion nécessite d'être présent à l'équation (II.9). Avec la technologie MLI et la topologie multiniveaux pour le VSC-HVDC, le rendement de chaque station est d'environ 98%, ce qui implique qu'il y a environ 2% de pertes par station à pleine puissance. Cependant, les pertes ne sont pas linéaires et la détermination de la valeur du rendement pour différents points de fonctionnement n'est pas simple [87].

Le circuit équivalent du côté AC et DC d'une station VSC-HVDC est présenté dans la figure II.7.

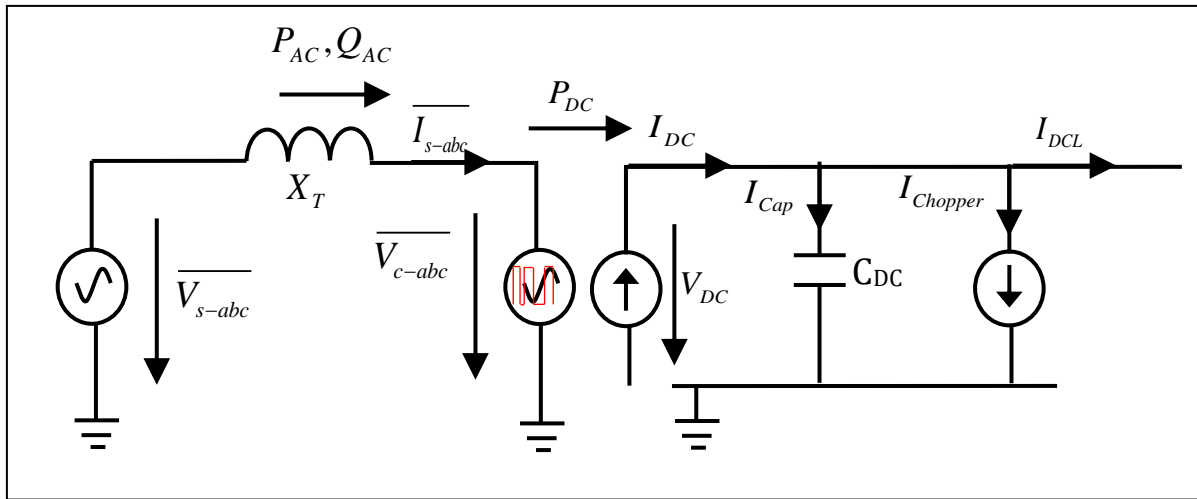


Figure II.7 : Circuit équivalent pour le côté DC de la station VSC-HVDC.

### II.2.6- Modèle de la ligne de transport

Un câble DC peut être modélisé par des sections liées en cascade. Il existe plusieurs types et structures des sections de câble DC, à savoir : section de types "T" [95], section de type "PI" [96], section de type "Bandwide" [16]. Ces différentes structures sont caractérisées par : une résistance linéique  $R_{sr}$ , une inductance linéique  $L_{sr}$  et un condensateur linéique  $C_{sr}$ . Dans notre cas, nous avons considéré la structure d'une section de type "T". En appliquant le théorème de Kirchhoff sur le circuit DC donné par la figure II.8, une section de type "T" d'un câble DC est modélisée par les équations différentielles suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} L_{sr} \frac{di_{l1}}{dt} = -R_{sr} i_{l1} + u_{s1} - u_l \\ C_{sr} \frac{du_l}{dt} = i_{l1} + i_{l2} \\ L_{sr} \frac{di_{l2}}{dt} = -R_{sr} i_{l2} + u_{s2} - u_l \end{array} \right. \quad (\text{II.10})$$



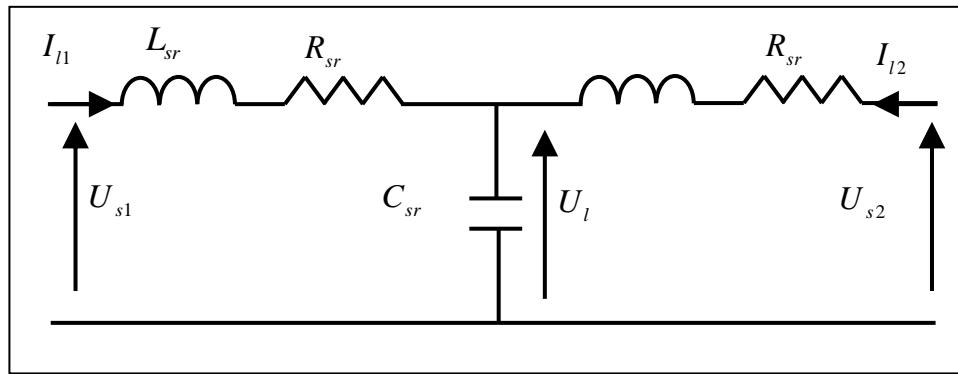
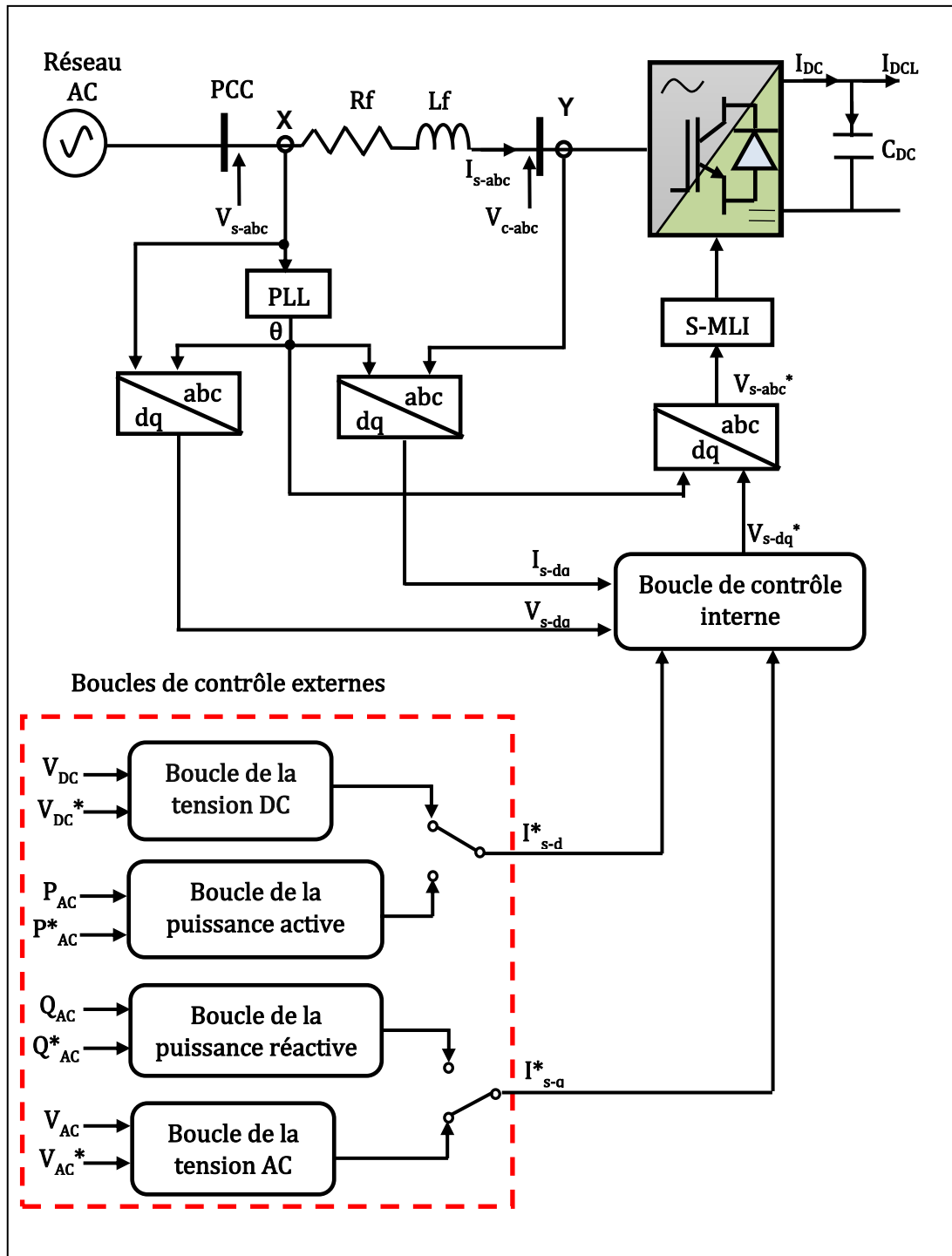


Figure II.8 : Structure simplifiée du câble DC.

### II.3-Contrôle d'un système VSC-HVDC

Pour tout système VSC-HVDC, les objectifs de commande consistent à compenser les perturbations et d'assurer de bons transitoires et performances. La méthode de commande vectorielle est l'approche de commande la plus utilisée dans les applications des réseaux électriques. Cette technique de commande a une structure de contrôle en cascade. Elle est composée par deux boucles : les boucles de contrôle interne des courants et les boucles de contrôles externes [53].



**Figure II.9 :** Commande vectorielle d'un convertisseur VSC-HVDC.

La figure II.9 montre le schéma de principe simplifié d'une station de conversion VSC contrôlée dans le repère tournant de Park. Le repère de Park (ou dq) est synchronisé avec la tension au Point de Communion de rattachement (PCC) via un PLL. La composante fondamentale de la tension au PCC est alignée avec l'axe d du repère dq et la composante en quadrature (alignée avec l'axe q) de la tension est nulle.

En appliquant la loi de Kirchhoff, la chute de tension aux bornes de l'inductance  $L_f$  et la résistance  $R_f$  dans le système de coordination abc peut s'écrire comme de suit

$$V_{s-abc} - V_{c-abc} = R_f I_{s-abc} + L_f \frac{dI_{s-abc}}{dt} \quad (\text{II.11})$$

Ou,

$V_{s-abc}$  et  $V_{c-abc}$  Tension AC du PCC et du convertisseur respectivement.

$I_{s-abc}$  Courant AC qui traverse l'impédance.

D'après l'équation II.11, la valeur du courant  $I_{s-abc}$  peut s'exprimer par :

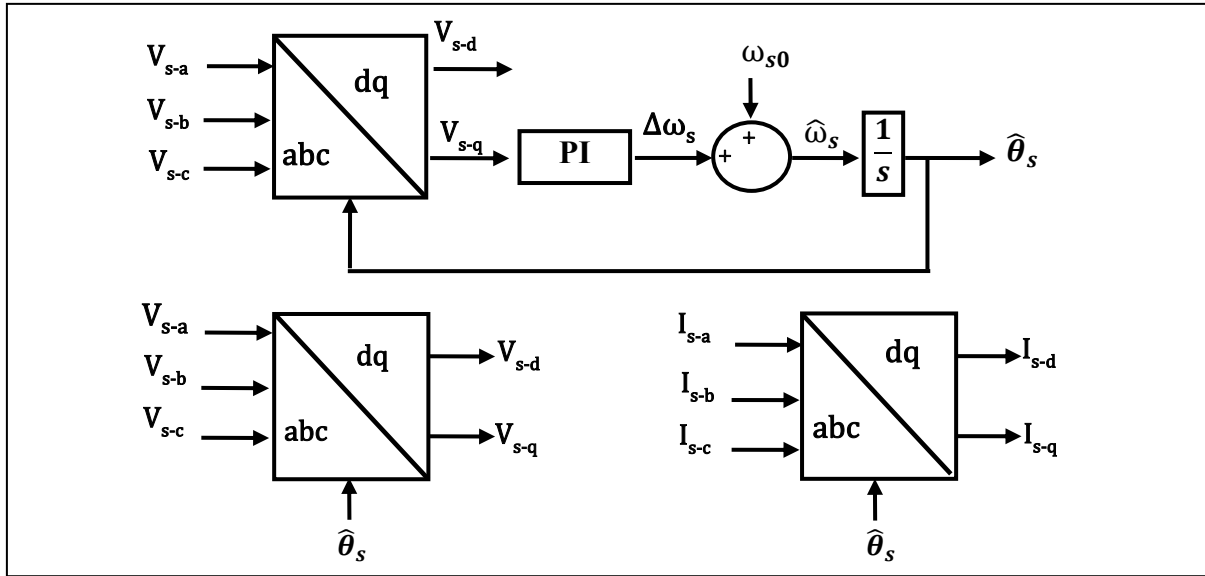
$$\frac{dI_{s-abc}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} I_{s-abc} - \frac{1}{L_f} (V_{s-abc} - V_{c-abc}) \quad (\text{II.12})$$

### II.3.1- Boucle à verrouillage de phase (Phase-Locked Loop, PLL)

Pour un convertisseur AC/DC, la fréquence et la phase doivent être détectées au point de raccordement afin de synchroniser le système de conversion et de contrôle avec le réseau. La synchronisation du convertisseur sur la fréquence du réseau est assurée par la boucle à verrouillage de phase ou PLL (Phase-Locked Loop). Au point de raccordement (PCC) [97], les trois phases de la tension s'écrivent :

$$\begin{cases} V_{s-a}(t) = \sqrt{2}V_s \sin(\theta) \\ V_{s-b}(t) = \sqrt{2}V_s \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ V_{s-c}(t) = \sqrt{2}V_s \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \theta = \omega t \end{cases} \quad (\text{II.13})$$

La structure classique de la PLL qui permet de contrôler la composante en quadrature "q" à zéro est illustrée dans la figure II.10.



**Figure II.10 :** Structure simplifiée de la boucle de régulation de la PLL.

La fonction de transfert du système linéarisé qui caractérise la boucle de la PLL est exprimée comme suit :

$$\frac{\Delta \hat{\theta}_s}{\Delta \theta} = \frac{1 + \frac{Kp_{PLL}}{Ki_{PLL}} s}{1 + \frac{Kp_{PLL}}{Ki_{PLL}} s + 1 + \frac{1}{Ki_{PLL}} s^2} \quad (\text{II.14})$$

Les paramètres de réglage de la PLL sont calculés moyennant la méthode de synthèse classique par placement de pôles qui nous conduit au dimensionnement suivant des gains de la PLL :

$$\begin{cases} K_{p_{PLL}} = \omega_s^2 \\ K_{i_{PLL}} = 2\zeta\omega_s \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

### II.3.2- Boucle de contrôle interne du courant alternatif (Inner Controller)

Le contrôle du courant CA est souvent une caractéristique souhaitable afin que les valves du convertisseur ne soient pas surchargées. Ce contrôle peut être réalisé directement ou bien par l'intermédiaire de la commande vectorielle, où le contrôle du courant est une étape intermédiaire dans le contrôle d'autres paramètres tels que les puissances active et réactive.

La boucle de contrôle interne permet d'assurer le contrôle du courant  $I_{s-abc}$  à travers le filtre AC. À partir des équations dynamiques du courant AC dans le repère dq, les boucles de contrôle des courants dq peuvent être illustrées par la figure II.11. Cette structure de commande permet de découpler et de contrôler les courants directs et en quadrature d'une manière indépendante. Les courants directs et en quadrature doivent être générés par les transformations de CLARKE et de PARK. Enfin, la boucle interne de courant génère le signal de commande (envoyé dans le PWM) des tensions de référence  $V_{s-abc}^*$  [81].

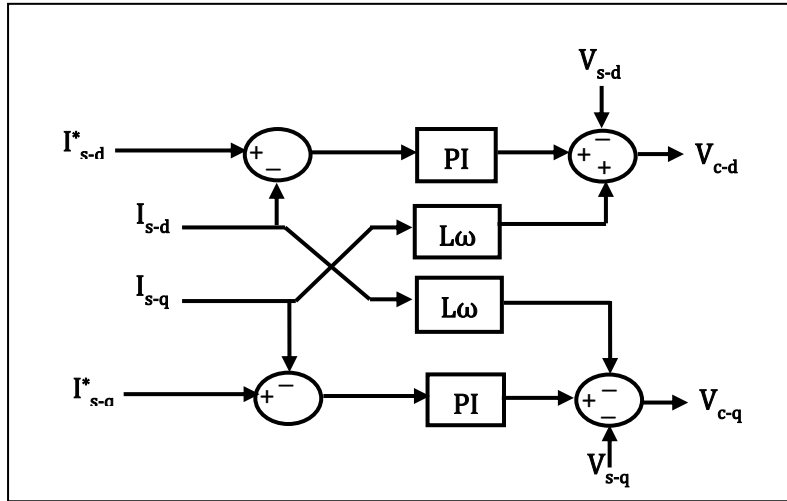


Figure II.11 : Boucle interne de courant.

### II.3.2.1-Transformations de CLARKE et PARK

Les trois vecteurs de la tension AC avec déphasage de  $120^\circ$  peuvent être transformés à deux vecteurs orthogonaux. Les tensions AC dans le repère CLARKE sont notées par  $V_\alpha$  et  $V_\beta$ . Le vecteur  $V_\alpha$  s'alignera horizontalement suivant le vecteur de la tension  $V_a$ , tandis que l'autre vecteur  $V_\beta$  s'alignera verticalement comme le montre la figure II.12.

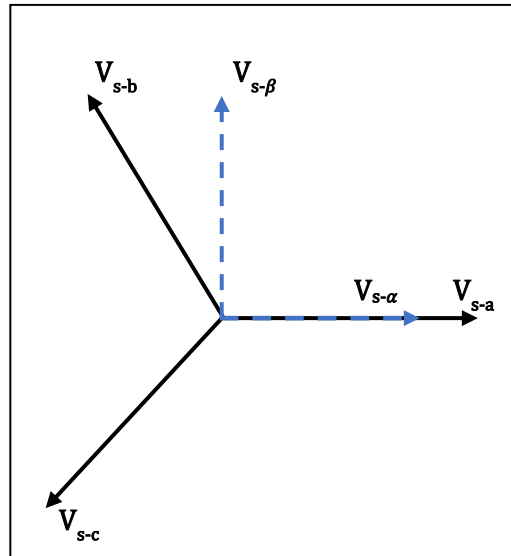


Figure II.12 : Référence de trois phases et stationnaire.

L'équation II.16 montre la transformation des vecteurs de la tension triphasée en deux vecteurs en système diphasé dans le repère de CLARKE.

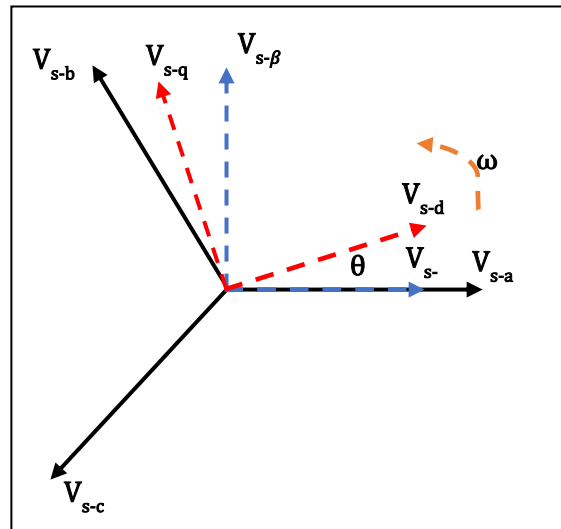
$$\begin{pmatrix} V_{s-\alpha} \\ V_{s-\beta} \end{pmatrix} = K \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{s-a} \\ V_{s-b} \\ V_{s-c} \end{pmatrix} \quad (\text{II.16})$$

D'après l'équation, nous rencontrons deux types de transformation de CLARKE. Si  $K = \frac{2}{3}$  celle qui conserve l'amplitude (Tension, courant),  $K = \sqrt{\frac{2}{3}}$  celle qui conserve la puissance.

L'équation (II.12) dans le repère de CLARKE  $\alpha\beta$  peut être s'exprimer par :

$$\frac{dI_{s-\alpha\beta}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} I_{s-\alpha\beta} - \frac{1}{L_f} (V_{s-\alpha\beta} - V_{c-\alpha\beta}) \quad (\text{II.17})$$

La multiplication de  $V_{s-\alpha}$  et  $V_{s-\beta}$  qui ont été issus dans la section précédente par une rotation du système diphasé dans le repère de CLARKE au système diphasé dans le repère tournant de PARK produit la matrice du  $V_{s-d}$  et  $V_{s-q}$ . Il y a un angle entre  $V_{s-\alpha}$  et  $V_{s-\beta}$  cela s'appelle l'angle du rotor ( $\theta$ ). Les valeurs des vecteurs  $V_{s-d}$  et  $V_{s-q}$  montrent dans la figure II.13. L'angle ( $\theta$ ) peut être déterminé par PLL (Phase Locked loop) en français (Boucle à verrouillage de phase) [98].



**Figure II.13 :** Représentation des vecteurs dq.

Les valeurs des vecteurs  $V_{s-d}$  et  $V_{s-q}$  sont déterminées par l'équation (II.18) :

$$\begin{pmatrix} V_{s-d} \\ V_{s-q} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{s-\alpha} \\ V_{s-\beta} \end{pmatrix} \quad (\text{II.18})$$

**Remarque :**

On peut inverser les transformations de CLARKE (passer d'un système diphasé à un système triphasé) et de PARK (passer d'un système diphasé tournant à un système diphasé) respectivement comme montrent les équations suivantes :

$$\begin{pmatrix} V_{s-a} \\ V_{s-b} \\ V_{s-c} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{s-\alpha} \\ V_{s-\beta} \end{pmatrix} \quad (\text{II.19})$$

$$\begin{pmatrix} V_{s-\alpha} \\ V_{s-\beta} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{s-d} \\ V_{s-q} \end{pmatrix} \quad (\text{II.20})$$

L'équation (II.12) dans le repère de PARK dq peut être s'exprimer par :

$$\frac{dI_{s-dq}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} I_{s-dq} - \frac{1}{L_f} (V_{s-dq} - V_{c-dq}) - j\omega I_{s-dq} \quad (\text{II.21})$$

La tension AC aux bornes du PCC s'obtient par :

$$V_{s-dq} = -R_f I_{s-dq} - L_f \frac{dI_{s-dq}}{dt} - j\omega I_{s-dq} + V_{c-dq} \quad (\text{II.22})$$

La forme matricielle de la tension AC suivant l'axe dq comme de suit :

$$\begin{pmatrix} V_{s-d} \\ V_{s-q} \end{pmatrix} = -R_f \begin{pmatrix} I_{s-d} \\ I_{s-q} \end{pmatrix} - L_f \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} I_{s-d} \\ I_{s-q} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{s-d} \\ I_{s-q} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} V_{c-d} \\ V_{c-q} \end{pmatrix} \quad (\text{II.23})$$

Les formes des courant suivant l'axe direct et en quadrature sont données par :

$$\frac{dI_{s-d}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} I_{s-d} - \frac{1}{L_f} (V_{s-d} - V_{s-q}) + j\omega I_{s-q} \quad (\text{II.24})$$

$$\frac{dI_{s-q}}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} I_{s-q} - \frac{1}{L_f} (V_{s-q} - V_{s-d}) - j\omega I_{s-d} \quad (\text{II.25})$$

Les transformations de Concordia permettent de transformer directement les vecteurs de l'amplitude (Courant, Tension) au bien les puissances (active, réactive) d'un système triphasé à système diphasé tournant et inversement. L'équation ci-dessous montre la transformation directe d'un repère triphasé vers un repère direct-quadrature [98].

$$X_{dq} = K \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ 0,5 & 0,2 & 0,5 \end{pmatrix} X_{abc} \quad (\text{II.26})$$

Ou,  $X_{abc}$  sont Les valeurs des vecteurs de l'amplitude (Courant, Tension) avec  $K = \frac{2}{3}$

ou bien les puissances (Active, Réactive) avec  $K = \sqrt{\frac{2}{3}}$ .

### II.3.3- Boucles de contrôle externes (Outer Controllers)

La boucle externe c'est une partie dans le contrôleur local du VSC qui définit le mode de fonctionnement du convertisseur. Les contrôleurs externes peuvent inclure un contrôleur de puissance active, un contrôleur de la tension DC, un contrôleur de la puissance réactive, un contrôleur de la tension AC ou un contrôleur de la fréquence. Ils fournissent les valeurs des courants références  $I_{s-d}^*$  et  $I_{s-q}^*$  pour les régulateurs de la boucle interne, de sorte qu'il soit possible de commander deux variables différentes indépendamment [81], [100].

La tension DC est liée à la puissance active transitant par le convertisseur, et se commande donc en agissant sur  $I_{s-d}^*$ . Dans le cas d'une connexion avec un réseau passif (par exemple pour un réseau AC îloté), plutôt que de contrôler la puissance réactive qu'il absorbe, le convertisseur va réguler la tension AC en agissant sur la composante du courant qui est associée à la puissance réactive  $I_{s-d}^*$ . Les boucles externes permettent de choisir les paramètres à réguler ( $V_{AC}$  ou  $Q_{AC}$  et  $P_{AC}$  ou  $V_{DC}$ ). Il y a quatre possibilités de mode de contrôle, P-Q, P- $V_{AC}$ ,  $V_{DC}$ -Q,  $V_{DC}$ - $V_{AC}$  comme il est montré sur la figure II.14.

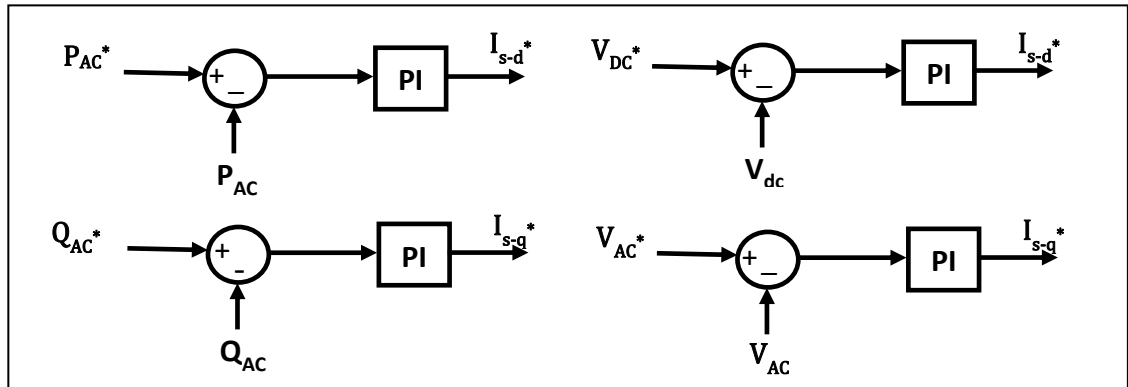


Figure II.14 : Régulateurs externes.

#### II.3.3.1- Régulation de la tension continue

La boucle de contrôle de tension continue est nécessaire pour contrôler la tension du bus DC en assurant l'équilibre entre la puissance injectée au réseau DC et la puissance absorbée par le réseau AC. La sortie de la boucle de contrôle fournit l'entrée de référence du courant direct. D'après la figure II.9 la prestation des puissances instantanées active et réactive dans le repère-dq sont exprimés par [81] :

$$P_{dq} = \frac{3}{2} (V_{s-d} I_{s-d} + V_{s-q} I_{s-q}) \quad (\text{II.27})$$

$$Q_{dq} = \frac{3}{2} (V_{s-q} I_{s-d} - V_{s-d} I_{s-q}) \quad (\text{II.28})$$



Ou,  $I_{DCL}$  est le courant DC coté continu de la sortie du VSC

La référence du système dq0 est choisie de manière à ce que son axe-d soit en phase avec la tension  $V_s$ , on a donc  $V_{s-q}=0$  alors les puissances active et réactive sont exprimées respectivement par les équations :

$$P_{dq} = \frac{3}{2} V_{s-d} I_{s-d} \quad (\text{II.29})$$

$$Q_{dq} = -\frac{3}{2} V_{s-d} I_{s-q} \quad (\text{II.30})$$

En négligeant les pertes de transformation au niveau du convertisseur, l'échange de la puissance active du côté source AC sera égal à la puissance au bus DC, alors nous avons :

$$P_{dq} = \frac{3}{2} V_{s-d} I_{s-d} \quad (\text{II.31})$$

D'après l'équation (II.9) le transfert de puissance AC/DC est donné par :

$$\frac{3}{2} V_{s-d} I_{s-d} = V_{DC} I_{DCL} \quad (\text{II.32})$$

Donc,

$$I_{DCL} = \frac{3}{2} \frac{V_{s-d} I_{s-d}}{V_{DC}} \quad (\text{II.33})$$

D'après la figure II.8 tout déséquilibre entre les deux puissances AC et DC provoque un changement de la tension aux bornes des condensateurs DC. L'équation de la tension continue aux bornes des condensateurs est :

$$C_{DC} \frac{d}{dt} V_{DC} = I_{DCL} - I_{DC} \quad (\text{II.34})$$

Alors,

$$I_{DCL} = C_{DC} \frac{d}{dt} V_{DC} + I_{DC} \quad (\text{II.35})$$

Ou,  $I_{DC}$  est le courant continu de la ligne à courant continu (ou le câble),  $C_{DC}$  est la capacité totale,  $V_{DC}$  est la tension continue aux bornes du condensateur.

La valeur de courant continu de la sortie du VSC de l'équation (II.35) peut être utilisée dans l'équation (II.32), nous obtenons :

$$\frac{3}{2} V_{s-d} I_{s-d} = V_{DC} \left( C_{DC} \frac{d}{dt} V_{DC} + I_{DC} \right) \quad (\text{II.36})$$

Donc

$$C_{DC} \frac{d}{dt} V_{DC} = \frac{3}{2} \frac{V_{s-d} I_{s-d}}{V_{DC}} - I_{DC} \quad (\text{II.37})$$

De l'équation (II.36), la valeur de courant de référence  $I_{s-d}^*$  est déterminé par :

$$I_{s-d}^* = \frac{2}{3} \frac{V_{DC}}{V_{s-d}} (C_{DC} \frac{d}{dt} V_{DC} + I_{DC}) \quad (\text{II.38})$$

La composante du courant  $I_{s-d}$  provenant de l'équation (II.38) donne le courant de référence pour la régulation la tension continue. La structure du régulateur de la tension continue est illustrée dans la figure II.14.

### II.3.3.2- Régulation de la puissance active

La boucle de contrôle de la puissance active permet de générer le courant de référence direct de boucle interne. Le convertisseur qui ne régule pas la tension continue régule la puissance qu'il échange avec son réseau alternatif. Le courant référence suivant l'axe-d est obtenu à partir de l'équation (II.39),

$$P_{AC}^* = \frac{3}{2} I_{s-d}^* V_{s-d} \quad (\text{II.39})$$

Donc,

$$I_{sPd}^* = \frac{2}{3} \frac{P_{AC}^*}{V_{s-d}} \quad (\text{II.40})$$

Le correcteur PI est utilisé pour réguler la réponse dynamique de la boucle ouverte de puissance active est montrée dans la figure II.12, nous obtenons :

$$I_{s-d}^* = \frac{2}{3} \frac{P_{AC}^*}{V_{s-d}} + \left( K_p + \frac{K_i}{s} \right) (P_{AC}^* - P_{AC}) \quad (\text{II.41})$$

Ou,  $P_{AC}^*$  est la puissance de référence active,  $K_p$  et  $K_i$  sont les gains proportionnel et intégral, respectivement du régulateur de la puissance active.

### II.3.3.3- Régulation de la puissance réactive

La boucle de contrôle de la puissance réactive permet de générer le courant de référence en quadrature de boucle interne [81]. De la même manière que pour la puissance active, le contrôle en boucle ouverte, s'obtient à partir de l'équation (II.42),

$$Q_{AC}^* = -\frac{3}{2} V_{s-d} I_{s-d}^* \quad (\text{II.42})$$

$$I_{s-d}^* = -\frac{3}{2} \frac{Q_{AC}^*}{V_{s-d}} \quad (\text{II.43})$$

De même que la puissance active, une boucle de régulation peut y être ajoutée sous la forme d'un contrôleur PI (figure II.10) donne l'équation (II.44) :

$$I_{s-d}^* = -\frac{3 Q_{AC}^*}{2 V_{s-d}} + \left( K_p + \frac{K_i}{s} \right) (Q_{AC}^* - Q_{AC}) \quad (\text{II.44})$$

Ou,  $Q_{AC}^*$  est la puissance de référence active,  $K_p$  et  $K_i$  sont les gains proportionnel et intégral, respectivement du régulateur de la puissance réactive.

#### II.3.3.4- Régulation de la tension alternative

Cette boucle de commande est particulièrement conçue pour les convertisseurs VSC connectés à un réseau AC faible, qui est sensible aux interactions entre AC et DC à cause de son impédance élevée par rapport à la puissance continue nominale. De plus, toute perturbation du côté DC ou AC du convertisseur peut induire une instabilité de la tension AC (par exemple : chute de tension, surtension, etc). Pour éviter ces problèmes, une boucle de contrôle de la tension AC peut assurer la régulation de la tension AC du réseau faible à une amplitude fixe [81].

La boucle de contrôle de la tension alternative permet de générer le courant de référence en quadrature de boucle interne. La chute de tension sur l'impédance  $X_f + j\omega L_f$  avec  $X_f = \omega L_f$  (figure II.9) peut être peut-être décrite comme de suit :

$$\begin{aligned} \Delta V &= V_{c-abc} - V_{s-abc} \\ &= \Delta V_p + j\Delta V_q \\ &= \frac{R_f P_{AC} + X_f Q_{AC}}{V_{s-abc}} + j \frac{X_f P_{AC} - R_f Q_{AC}}{V_{s-abc}} \end{aligned} \quad (\text{II.45})$$

Si

$$\Delta V_q \ll V_{s-abc} + \Delta V_p \quad (\text{II.46})$$

Alors,

$$\Delta V \approx \frac{R_f P_{AC} + \omega L_f Q_{AC}}{V_{s-abc}} \quad (\text{II.47})$$

Pour la plupart des réseaux AC la réactance  $X_f = \omega L_f \Rightarrow X_f \gg R_f$ , on peut supposer que cette chute de tension est proportionnelle au flux de puissance réactive.

$$\Delta V \approx \frac{\omega L_f Q_{AC}}{V_{s-abc}} \quad (\text{II.48})$$

Il est donc possible de régler la tension AC à l'aide de la composante q du courant  $I_{s-q}$ , comme pour le réglage de la puissance réactive (équation II.44).

## II.4- Stratégies de commande des systèmes MTDC

Les systèmes de transport MTDC sont utilisés pour relier des sources d'énergies Offshore et les parcs éoliens aux réseaux électriques. Ils fournissent un contrôle flexible, rapide et réversible du flux de puissance. Cependant, le fonctionnement et le contrôle d'un système MTDC sont encore un problème ouvert et stimulant. Le système de commande d'un MTDC est composé de deux niveaux différents de contrôleur (i) les contrôleurs terminaux et (ii) le contrôleur principal, comme illustré dans la figure II.15,

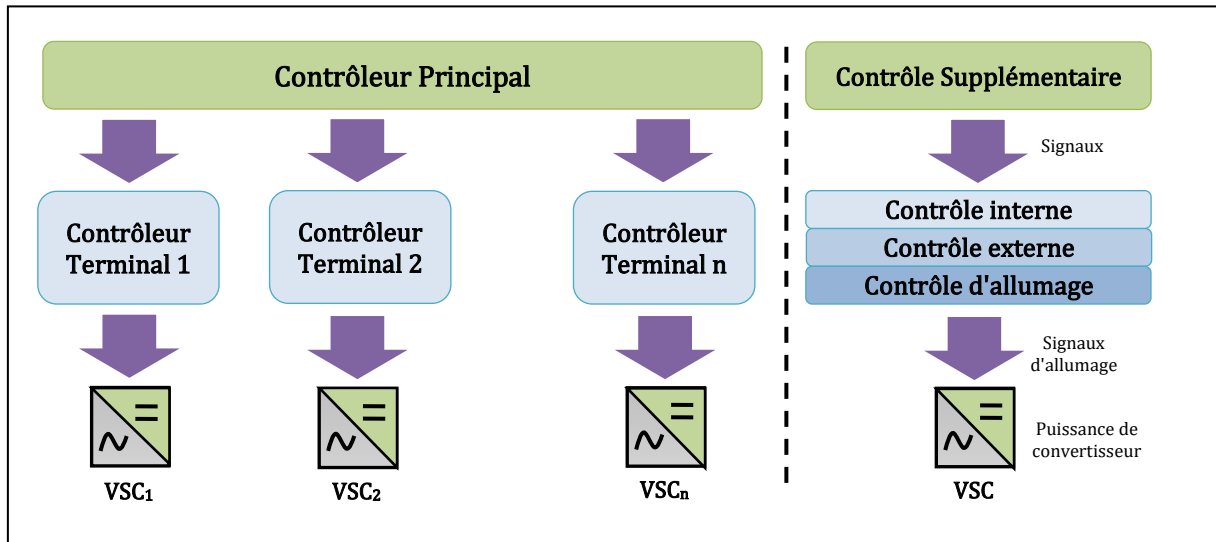


Figure II.15 : Schéma de la hiérarchie du système de contrôle du MTDC.

Le contrôleur principal est fourni avec l'ensemble minimal de fonctions nécessaires à l'opération coordonnée des terminaux dans les réseaux DC, c'est-à-dire le démarrage et l'arrêt, la minimisation des pertes, l'amortissement des oscillations et l'inversion du flux de puissance, le démarrage sans tension AC « black-start », la fréquence et de la tension AC. Ce contrôleur permet d'optimiser la performance globale du réseau MTDC en régulant la tension du côté DC. Ils ne sont pas nécessaires au fonctionnement du système MTDC, mais améliorent considérablement sa fonctionnalité [101].

Le contrôleur terminal commande le convertisseur spécifique en calculant les impulsions de modulation de largeur d'impulsion (MLI) pour les ponts du convertisseur. Le contrôleur d'allumage est le contrôleur le plus rapide, le contrôle interne, le contrôle externe et le contrôle supplémentaire sont utilisés pour des fonctions de niveau de plus en plus élevé et ont des temps de cycle de plus en plus importants, comme indiqué dans la section II.3. Le système de commande MTDC est implémenté de manière hiérarchique. Il s'agit d'un système en cascade, où chaque niveau reçoit l'entrée du niveau précédent et transmet son signal de sortie au niveau suivant [83].

La commande d'allumage est le niveau de commande le plus bas du système de commande du terminal et elle est très rapide. La commande d'allumage, également connue sous le nom de commande de valve, prend la forme d'onde souhaitée du convertisseur comme entrée et détermine, au moyen de la logique d'allumage de la valve, les impulsions qui doivent être générées. La logique d'allumage est communiquée aux interrupteurs commandables (par

exemple, les IGBT et les GTO), et des impulsions sont générées pour activer/désactiver les interrupteurs aux moments appropriés qui activent/désactivent les commutateurs aux instants appropriés. Les instances des impulsions sont synchronisées à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase (PLL) [101].

#### II.4.1- Stratégies de contrôle de la tension DC

Dans un réseau VSC-MTDC, le contrôle de la tension continue est certainement l'une des tâches les plus importantes confiées aux stations VSC-HVDC. Le contrôle de la tension continue sur un réseau MTDC nécessite un flux de puissance équilibré entre tous les terminaux [102].

Dans les systèmes de transport HVDC point à point, la commande est généralement organisée de manière à ce qu'un terminal contrôle la tension du lien continu tandis que l'autre fonctionne en mode de régulation de puissance. Cette philosophie de contrôle, qui consiste à n'avoir qu'un seul convertisseur pour contrôler la tension continue, peut être étendue aux réseaux MTDC. Cependant, sans prendre en compte les pertes, la somme globale de la puissance active de tous les convertisseurs fonctionnant en mode de régulation de courant doit être, à tout moment, inférieure aux valeurs nominales maximales de la station de contrôle de la tension continue [19]. Cette stratégie de contrôle pour les réseaux MTDC se traduit mathématiquement de la manière suivante,

$$P_{V_{DC}}^{\max} \geq \sum_{i=1}^{N-1} P_{I_{DC}}^i \quad (\text{II.49})$$

Où,

$P_{V_{DC}}^{\max}$  est la puissance active maximale instantanée du N-ième VSC contrôlant la tension du système MTDC.

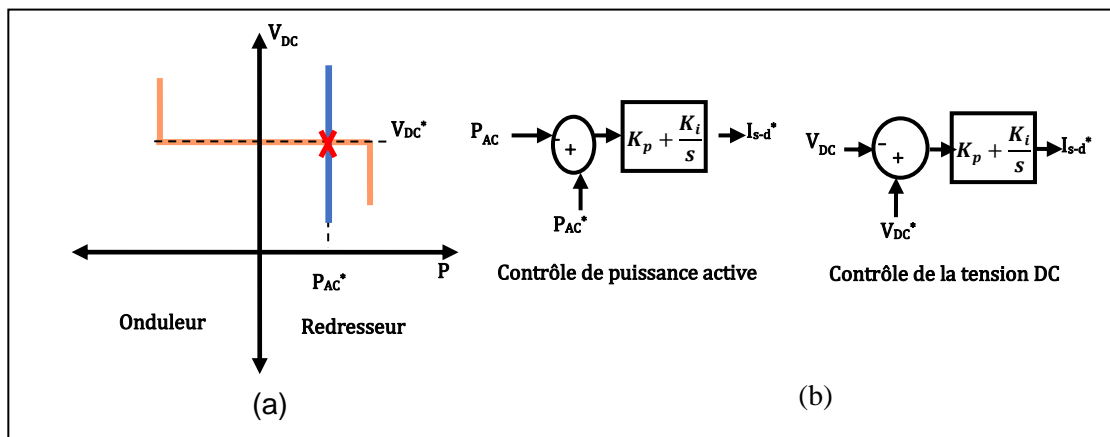
$P_{I_{DC}}^i$  est la puissance active instantanée de la i-ème borne du VSC fonctionnant en mode de régulation de courant.

La stabilité d'un système HVDC (point à point ou multi-terminal) repose sur le fait que la puissance active injectée dans la liaison DC par le convertisseur redresseur doit être égale à la puissance active fournie au réseau AC par le convertisseur onduleur moins les pertes dans le système. Tout déséquilibre entre ces deux puissances signifierait que la tension de la liaison DC va être sujette à des variations très rapides.

Pour garantir cette stabilité, plusieurs travaux de recherche ont proposé différentes structures de commande pour assurer le fonctionnement normal d'un système MTDC, maître esclave (master slave), marge de tension (voltage margin), la méthode de statisme de tension (voltage droop).

### II.4.2.1- Stratégie de commande "maître-esclave"

Cette stratégie de commande est la stratégie la plus basique. Elle consiste à considérer un terminal en tant que station "maître" pour contrôler la tension du bus DC à une valeur désirée tandis que les autres terminaux sont appelés des stations "esclaves", elles sont réservées aux contrôles des flux de puissances. Le convertisseur contrôlant la tension DC (maître) joue le rôle de "batterie" ou de "slack bus", ce qui signifie qu'il fournit ou absorbe suffisamment de la puissance nécessaire pour stabiliser le système MTDC [82]. Par conséquent, il ajuste la puissance de sortie pour compenser toutes les pertes du système MTDC. La figure II.16a montre les caractéristiques V-P d'un système point à point HVDC, un convertisseur (maître) en orange, et un autre convertisseur (esclave) en bleu. Le maître maintient une tension continue constante, quelle que soit sa puissance, tandis que l'esclave injecte une puissance constante, quelle que soit sa tension. La différence entre la tension continue mesurée ( $V_{DC}$ ) et la tension continue de référence ( $V_{DC}^*$ ) est traitée par un régulateur PI pour produire le courant continu de référence  $I_{s-d}^*$  souhaité. Le régulateur de puissance active fonctionne selon un principe similaire à celui présenté dans la figure II.16b.



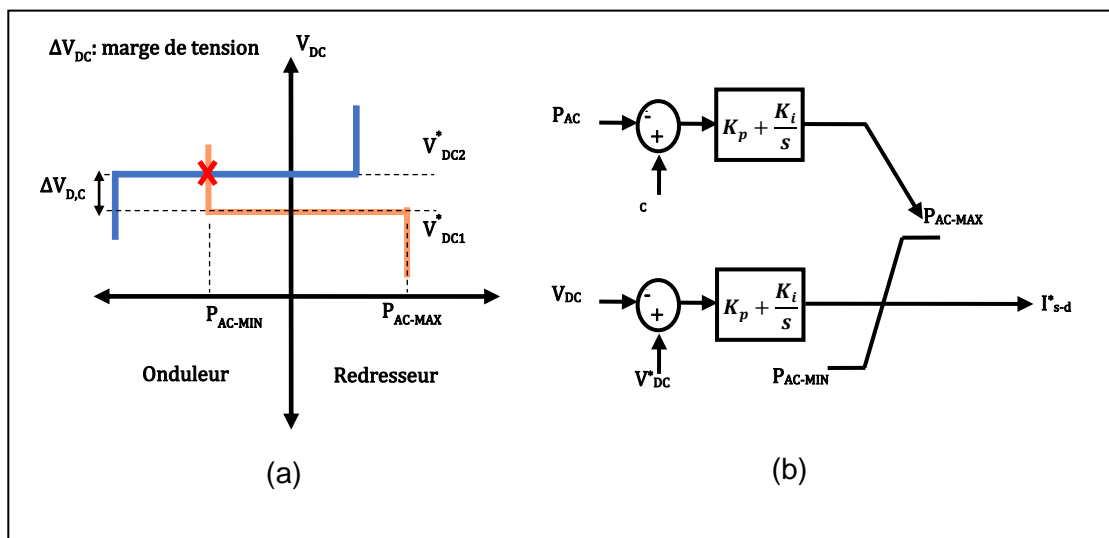
**Figure II.16 :** La technique maître-esclave appliquée à un système HVDC point à point, (a) caractéristiques de la tension continue en fonction de la puissance active, (b) schéma de base de la méthode.

La commande maître-esclave comporte deux inconvénients majeurs. En effet, le convertisseur maître est le seul à participer au réglage de la tension DC. Il faut donc que le réseau AC associé au convertisseur maître puisse absorber ou fournir toutes les variations de puissance nécessaires à l'équilibre du système MTDC, en particulier en cas de défaut. Il faut également que le convertisseur soit dimensionné pour cela et qu'il soit exploité avec une réserve importante. Cela constitue une contrainte trop forte pour un système MTDC comportant un grand nombre de terminaux. Par ailleurs, si le convertisseur maître est perdu, le système MTDC n'est plus régulé et s'effondre, ce qui n'est pas admissible [103], [104]. Le réseau MTDC existant utilisant la technique maître-esclave en Chine a été construit en 2014 dans le projet connu de Zhoushan avec cinq terminaux de conversion [28].

### II.4.2.2- Stratégie de commande "marge de tension"

La commande de la marge de tension est inspirée de la commande de la marge de courant dans le système LCC-HVDC [105], en complément de cette stratégie, la philosophie de la commande de la marge de tension a été proposée pour la première fois pour le VSC-HVDC dans [106]. Cette technique est une modification de la technique maître-esclave dans laquelle les modes de contrôle de la tension et de la puissance active sont associés, à chaque fois, à un seul slack bus. La figure II.17a illustre les caractéristiques V-P d'une liaison HVDC point-à-point équipée d'un "voltage margin control". Un convertisseur VSC1 (orange) contrôle la tension DC pour qu'elle suive la valeur de consigne tant qu'il fonctionne dans ses limites de la puissance active. Une fois ces limites de puissance sont atteintes, le convertisseur VSC1 ne sera plus en mesure de contrôler la tension DC mais il commencera à contrôler le flux de puissance. Cependant, c'est le convertisseur VSC2 (bleu) qui s'occupera du contrôle de la tension DC pour qu'elle suive une nouvelle valeur de consigne. La différence entre les deux valeurs de consignes est appelée "marge de tension" (voltage margin).

En général, la technique de marge de tension peut être appliquée à plus d'un convertisseur VSC dans les réseaux MTDC. La figure II.17b montre le schéma de conception de la technique dans le convertisseur VSC.



**Figure II.17 :** La technique marge de tension appliquée au système HVDC point à point, (a) caractéristiques de la tension continue en fonction de la puissance active, (b) schéma de base de la méthode.

La méthode "voltage margin control" était proposée pour corriger le défaut du « maître-esclave » quand le convertisseur qui contrôle la tension DC est hors-service.

L'inconvénient majeur de cette méthode est la complexité de la mettre en œuvre. En effet, le problème se pose quand les deux convertisseurs changent leurs rôles (le contrôle de la tension DC et le contrôle de la puissance active), pendant ce temps-là aucun convertisseur ne régule la tension ce qui risque de déstabiliser l'entière du système HVDC [107].

### II.4.2.3- Stratégie de commande "statisme de tension"

La méthode appelée "statisme de tension" ou "voltage droop control" est inspirée du réglage primaire de la fréquence dans les réseaux AC, où la variation de fréquence en fonction de la charge est utilisée comme un signal d'entrée pour le système de commande afin d'ajuster la puissance générée pour répondre à la demande à tout moment [84].

En effet, cette analogie est correcte du fait que tout déséquilibre entre les puissances produites et consommées dans un réseau AC se répercute sur la stabilité de la fréquence du réseau. Et comme nous l'avons montré dans la section II.4.1, tout déséquilibre entre les puissances en entrée et en sortie du système MTDC affecte la stabilité de la tension DC du système. D'où l'utilité de considérer ce même principe de statisme pour les systèmes HVDC.

On définit ainsi un statisme de tension DC " $\rho_{V_{DC}}$ " et une caractéristique tension-puissance permettant d'adapter le flux de puissance transmis par le convertisseur en fonction du niveau de la tension DC [85]. Ce réglage fonctionne de la façon suivante : le convertisseur avec statisme de tension contrôle initialement sa puissance active à une valeur de référence. Si une déviation de la tension DC aeu lieu, le régulateur change alors le flux de puissance transitant à travers ce convertisseur afin d'arrêter la déviation de la tension DC. Ce changement du flux de puissance est une fonction linéaire de la déviation de la tension DC tel que :

$$\Delta P_{AC} = \frac{\Delta V_{DC}}{\rho_{V_{DC}}} \quad (\text{II.50})$$

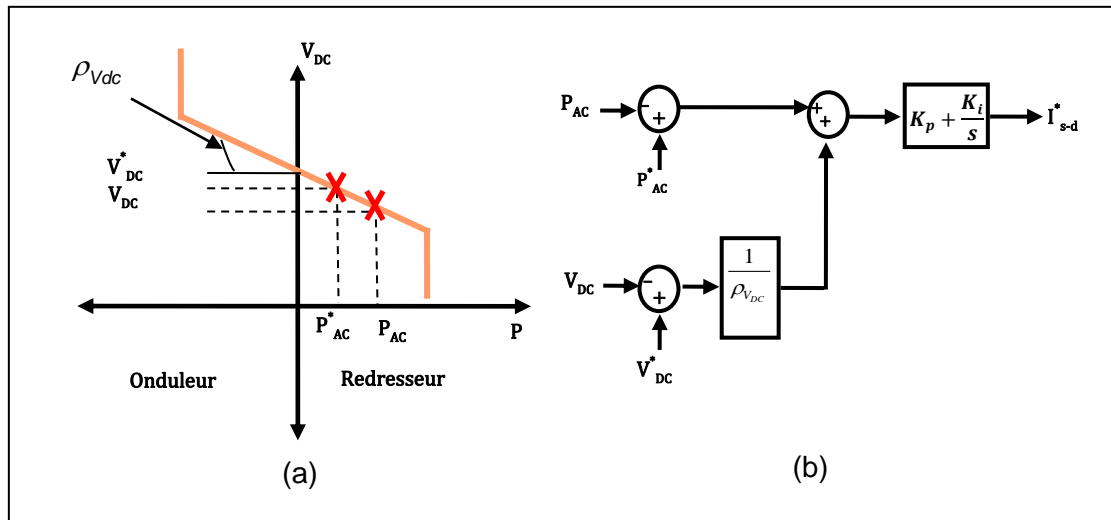
Avec :  $\rho_{V_{DC}}$  le statisme en kV/MW,  $\Delta P_{AC}$  est la déviation de puissance en MW et  $\Delta V_{DC}$  est la déviation de la tension DC en kV. Par suite la puissance transmise par un convertisseur après une déviation de tension est :

$$P_{AC} = P_{AC}^* + \frac{1}{\rho_{V_{DC}}} (V_{DC}^* - V_{DC}) \quad (\text{II.51})$$

Avec :  $P_{AC}^*$  la puissance de référence du contrôleur avec statisme de tension.

La figure II.18a montre la caractéristique de la technique de statisme de la tension DC dans le plan  $V_{DC}$ - $P_{AC}$ . La figure II.18b montre un schéma bloc du contrôleur avec "statisme de tension"





**Figure II.18 :** La technique de statisme de tension DC, (a) caractéristiques de la tension continue en fonction de la puissance active, (b) Régulateur avec statisme la tension DC.

La méthode statisme de tension est une solution très intéressante pour pallier aux inconvénients des deux premières méthodes où la régulation de la tension DC est partagée entre plusieurs convertisseurs. Par suite, si un convertisseur implémentant ce mode de contrôle est hors service, la tension DC sera tenue par les autres convertisseurs. La difficulté de cette méthode est de trouver la valeur de statisme de tension qu'il faut affecter à chaque convertisseur [108].

## II.5- Conclusion

Ce chapitre a décrit la modélisation et les schémas de commande de base des systèmes VSC-HVDC pour le développement des systèmes MTDC.

Les modèles des différents composants du réseau HVDC, à savoir le disjoncteur AC, filtre AC, transformateur, réactance de phase et capacité shunt DC ont été décrits. En outre, les aspects fondamentaux du système VSC-HVDC, à savoir les modèles équivalents des côtés AC et DC du système, et les stratégies de MLI, ont été discutés.

Le système de contrôle du système MTDC est classé selon deux catégories, le contrôle de la station VSC et le contrôle principal du système MTDC. La structure de contrôle hiérarchique de la station VSC a été décrite. Les dynamiques clés du système de contrôle pour le contrôle du courant, la PLL, le contrôle de la puissance active et réactive, le contrôle de la tension AC et DC ont été discutées.

La régulation de la tension DC est nécessaire pour garantir la stabilité du réseau MTDC. Une raison pour laquelle, dans le contrôle principal du système MTDC, différentes stratégies de contrôle de la tension DC telles que la méthode maître-esclave, marge de tension et la méthode de statisme de tension pour le MTDC ont été présentées. Les différentes stratégies de contrôles seront utilisées pour mener une analyse plus approfondie des caractéristiques statiques et dynamiques des systèmes MTDC dans la suite de la thèse.

Le prochain chapitre analyse les performances dynamiques d'un système VSC-MTDC durant le régime permanent et le régime transitoire en utilisant les deux commandes : maître esclave et la marge de tension. Les principaux avantages, faiblesses et caractéristiques dynamiques de ces stratégies de contrôle seront identifiés et discutés.

# **Chapitre 3**

## **Performances dynamiques d'un système multiterminal VSC-HVDC**

---

Introduction

Description du système étudié

Commande du système VSC-MTDC par la méthode maître/esclave (master slave)

Commande du système VSC-MTDC par la méthode marge de tension (voltage margin)

Système VSC-HVDC à 3 terminaux connecté à un réseau passif

Conclusion

---

### III.1- Introduction

Le système VSC-MTDC donne lieu à de nombreux défis technologiques (notamment en termes de protections et de commande), mais promet une plus grande flexibilité en termes de connexion au réseau et plus de fiabilité. De plus, il a pour avantage de pouvoir réguler le flux de puissance à l'aide de systèmes de contrôle installés dans les stations de conversion [7].

Dans ce chapitre, la stratégie de commande « Maître-Esclave » est appliquée dans un système VSC-MTDC à trois terminaux [81], [109], [110]. Les performances dynamiques du système de commande de notre modèle seront testées pendant le régime nominal et le régime transitoire, notamment, le cas de défaillance du convertisseur maître. Ensuite, une autre stratégie de commande appelée "méthode de la marge de tension" sera implémentée dans notre modèle [104], [107]. Il s'agit d'une extension de la méthode maître-esclave. Finalement, le comportement d'un système VSC-MTDC à trois terminaux connectés à une charge passive sera testé durant les deux régimes normal et transitoire, en utilisant la commande maître esclave, et le logiciel PSCAD/EMTDC (version 4.5).

### III.2- Description du système étudié

Comme le montre la figure III.1, le système étudié est un VSC-HVDC-MTDC à 3 terminaux. Ce système est constitué de trois stations, ainsi que, deux systèmes de transport par câbles. Chaque station de conversion comprend un convertisseur de type VSC à deux niveaux à base d'IGBT [107, 109, 110].

La station VSC1 est un système actif (convertisseur bidirectionnel) connecté au réseau AC1. La tension AC appliquée est de l'ordre de 420 kV (au primaire du transformateur TR1) et sa fréquence est de 60 Hz. Le convertisseur VSC2 est un redresseur (système actif) connecté avec le réseau AC2. La tension AC appliquée est de l'ordre de 420 kV (au primaire du transformateur TR2) et sa fréquence est de 50 Hz. Le convertisseur VSC3 est un onduleur connecté au réseau AC3, sous une tension AC de 500 kV (au primaire du transformateur TR3) et une fréquence de 50 Hz. Tous les transformateurs TR1, TR2 et TR3 sont des transformateurs à deux enroulements, couplés en Y/Yn. Ils sont caractérisés par des tensions primaires et secondaires de 420 kV/230 kV, 420 kV/230 kV, et 500 kV/230 kV respectivement. Le tableau A.1 (voir l'annexe) montre les différents paramètres de notre système de simulation.

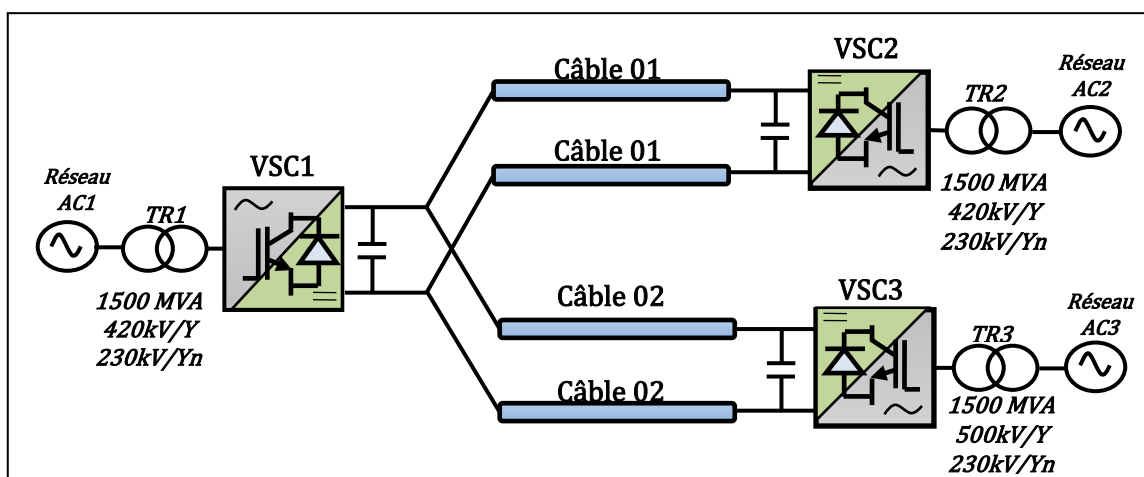


Figure III.1 : Système VSC-HVDC à trois terminaux.

### III.3- Commande du système VSC-MTDC par la méthode maître/esclave (master slave)

Dans ce scénario, le système MTDC est contrôlé via une stratégie "maître/esclave" qui est la méthode classique de commande largement utilisée dans les liaisons VSC-HVDC point-à-point. Le convertisseur VSC1 (bidirectionnel) assure le rôle de convertisseur maître et régule la tension continue à 400 kV, tandis que les deux convertisseurs VSC2 et VSC3 sont des convertisseurs esclaves. Le VSC2 régule la puissance  $P_2$  injectée (100 MW) tandis que le VSC3 régule la puissance  $P_3$  consommée (-200 MW). Les modes de fonctionnement sont indiqués à la figure III.2, sous forme de caractéristiques PV.

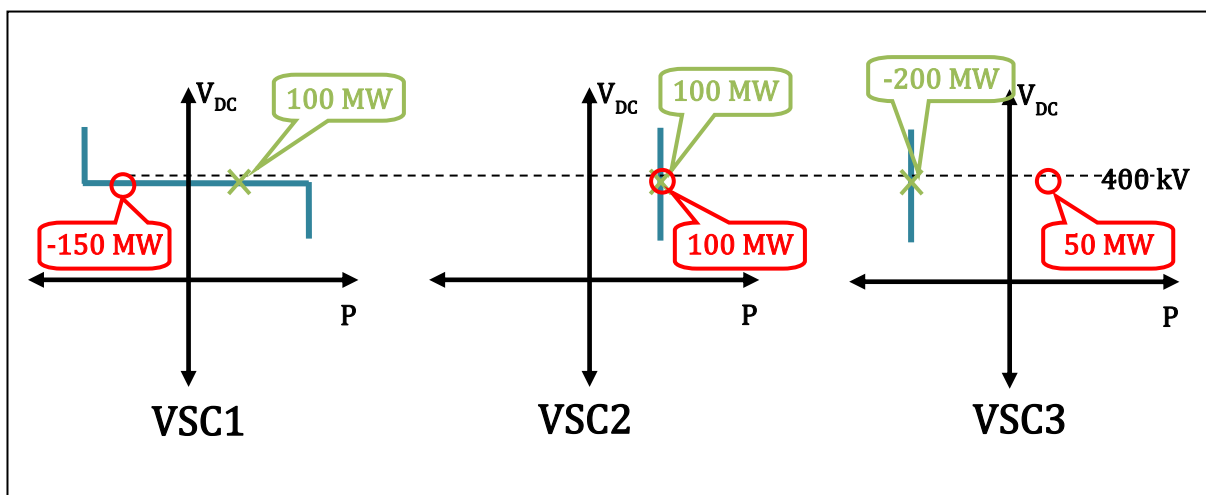


Figure III.2 : Caractéristiques PV du système VSC-HVDC à trois terminaux, commandé par la méthode maître-esclave.

Pour faciliter la compréhension de la technique maître-esclave, des scénarios de simulation sur le comportement dynamique du système VSC-HVDC étudié, sont présentés. Les tests de performance incluent :

- 1- Variation de la puissance active côté VSC3
- 2- Court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3.
- 3- Court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3.
- 4- Déconnexion du convertisseur esclave VSC2.
- 5- Déconnexion du convertisseur maître VSC1.

Avant de commencer l'analyse du système MTDC avec la commande maître esclave, une convention de signes devrait être imposée. Par conséquent, dans tous les résultats à venir, le signe négatif indique que le terminal envoie la puissance, tandis que le signe positif indique que le terminal est alimenté en puissance.

#### III.3.1- Variation de la puissance active côté VSC3

Pour tester les performances du système VSC-MTDC avec la méthode maître-esclave durant le changement de flux de puissance, on change la valeur de référence de la puissance active  $P_{3ref}$  du convertisseur VSC3 (esclave) de -200 MW à +50 MW à l'instant  $t = 2$  s. Le système de simulation atteint un régime permanent après 1s. Les résultats de simulation sont schématisés sur les figures III.3, III.4, III.5, III.6 et III.7.

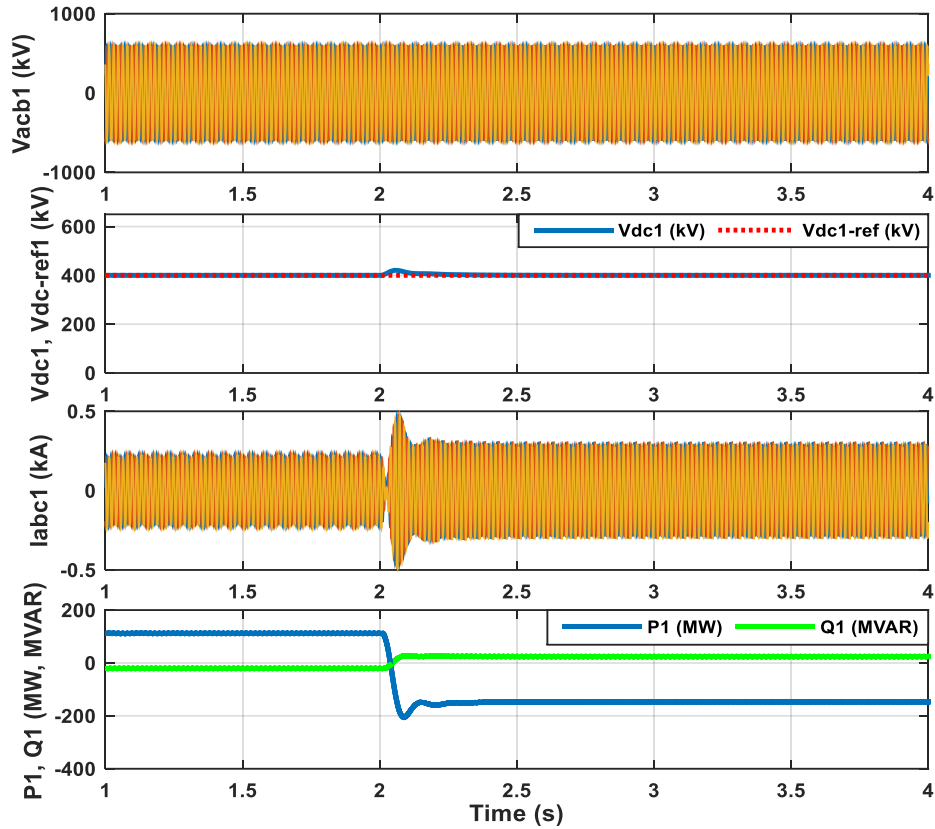


Figure III.3 : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : maître/esclave).

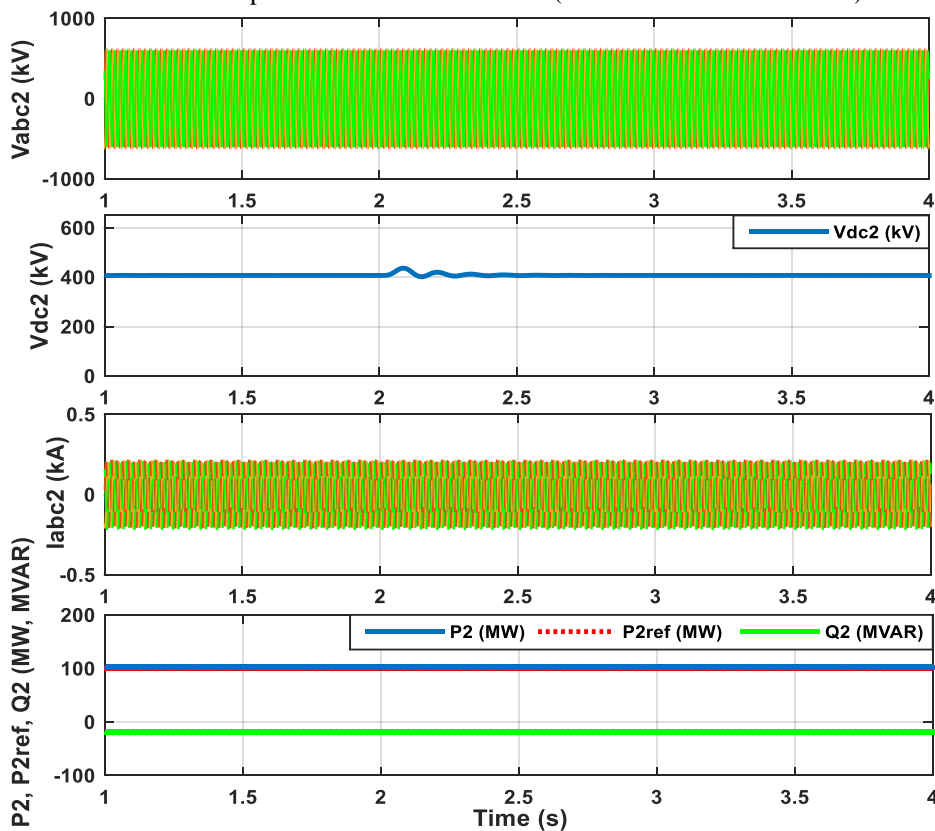


Figure III.4 : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : maître/esclave).

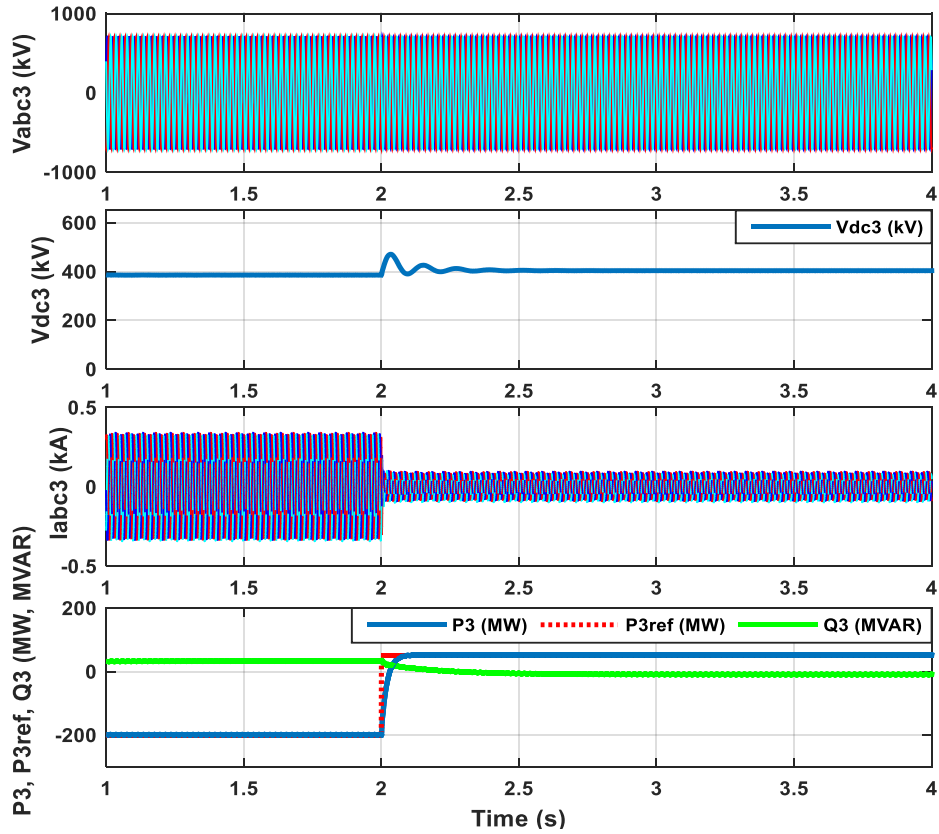


Figure III.5 : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : maître/esclave).

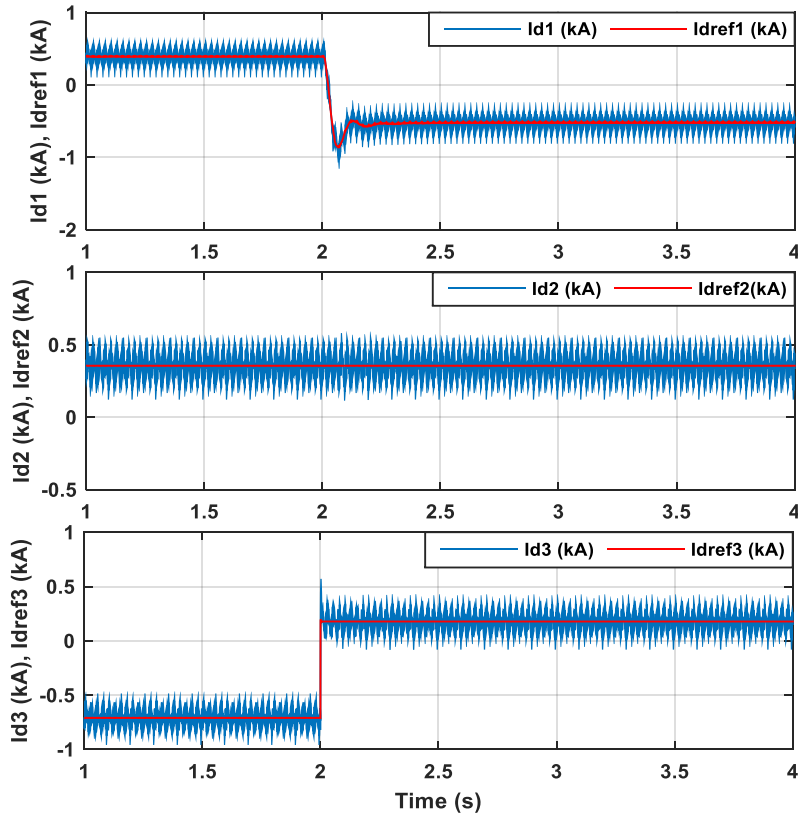
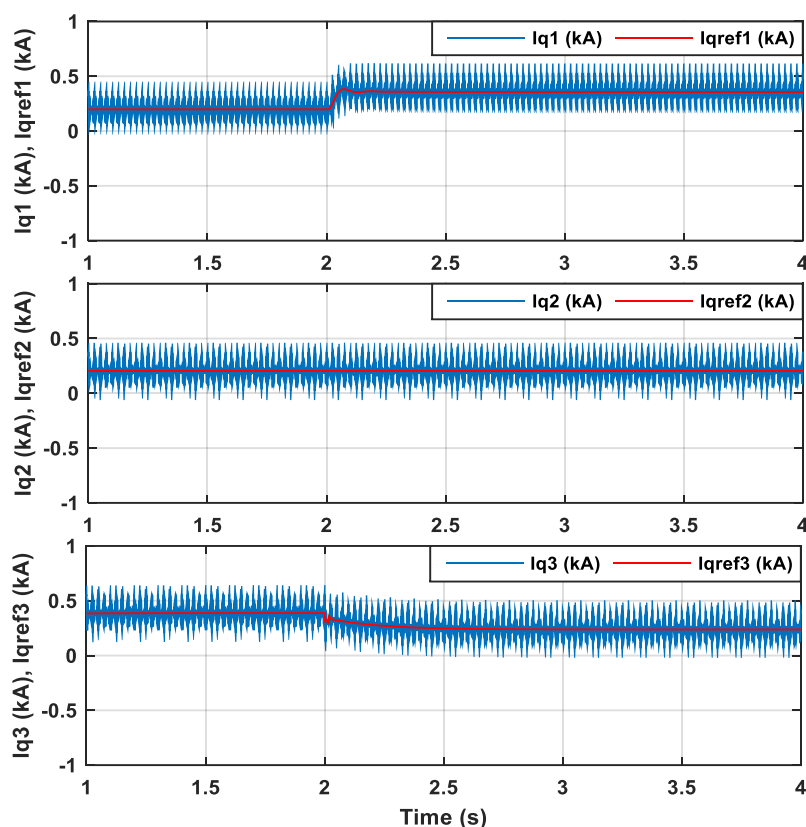


Figure III.6 : Courants actifs des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : maître/esclave).



**Figure III.7 :** Courants réactifs des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : maître/esclave).

À l'état initial, conformément aux valeurs de références, chaque convertisseur esclave (VSC2, VSC3) injecte ou soutire du réseau MTDC une puissance correspondant à sa référence. Le convertisseur VSC2, injecte une puissance d'environ 100 MW et VSC3 consomme une puissance de -200 MW. Le convertisseur maître (VSC1) assure la stabilité du système en soutirant la différence de puissance, correspondant ici à 111 MW (aux pertes près sur les câbles).

La figure III.3 montre que le changement de la puissance active du convertisseur VSC3 (inversion de flux de puissance) de -200 MW à +50 MW, entraîne l'inversion du sens de courant AC de -0.33kA à +0.1kA, alors que la tension DC du convertisseur VSC3 augmente. On remarque aussi sur cette figure que la puissance réactive du VSC3 change de +33 MVAR à -9 MVAR.

Par conséquent, il est clair que le convertisseur maître VSC1 doit réagir en consommant l'excès de puissance. Sa puissance change alors de 111 MW à -147 MW afin de stabiliser le réseau MTDC en passant du mode redresseur en mode onduleur comme le montre la figure III.4. En même temps le courant AC change de 0.2 kA à -0.3 kA. On constate aussi sur la figure III.4, que sa puissance réactive passe de -20 MVAR à 24 MVAR. La tension DC aux bornes du convertisseur maître est régulée à 400 kV, même après le changement de transit de puissance sur le réseau MTDC avec un temps de réponse de 100 ms. Nous constatons un dépassement de près de 5% sur la tension DC.

On remarque aussi que les tensions AC des convertisseurs VSC1 et VSC3 restent constantes, sans perturbations remarquables, durant les changements de flux de puissance.



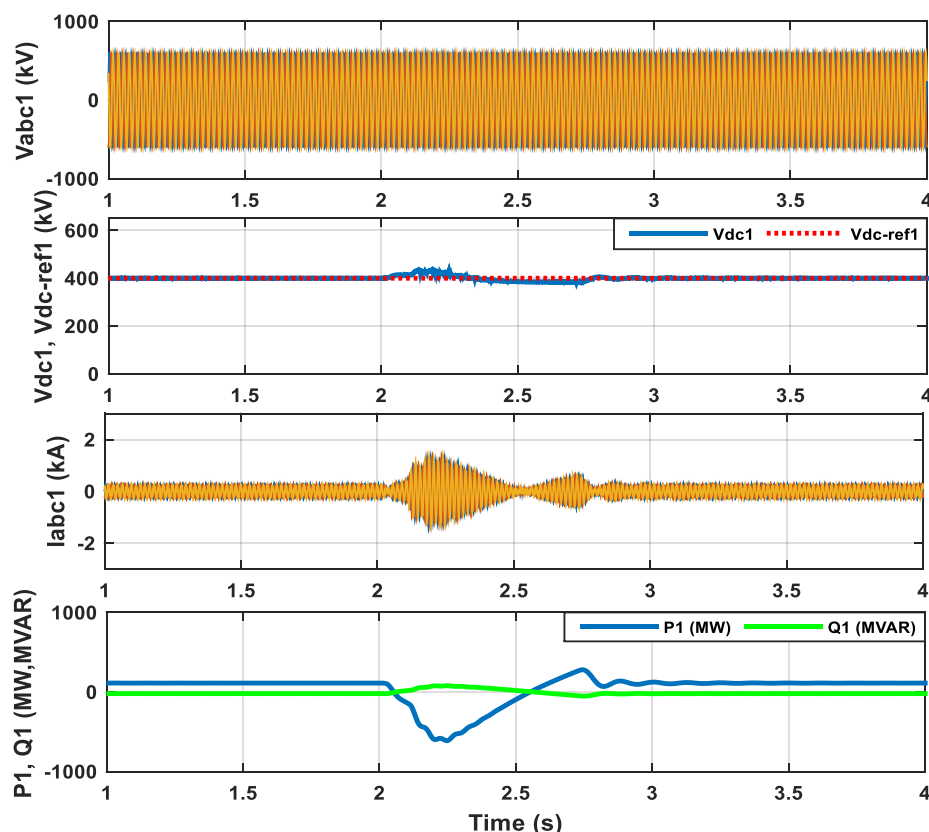
La figure III.5 montre que la tension AC, le courant AC, la puissance active et la puissance réactive de VSC2 restent stables même après le changement de flux de puissance. C'est le même cas pour la tension DC qui ne subit qu'une légère fluctuation.

Les courants actif ( $I_d$ ) et réactif ( $I_q$ ) qui sont contrôlés dans la boucle de régulation interne sont représentés sur les figures III.6 et III.7. En raison du fait que le courant  $I_d$  détermine la puissance active, on peut observer que sa référence évolue proportionnellement avec la référence de la puissance active. D'autre part, en raison du fait que le courant  $I_q$  est directement liée à la puissance réactive, sa référence évolue selon les variations de la puissance réactive. On voit clairement que le courant actif du VSC3 commence à augmenter à l'instant  $t = 2$  s, est en même temps le courant actif du VSC1 diminue (voir figure III.6). D'après la figure III.7, il est clair que durant le changement du flux de puissance, le courant réactif du VSC3 augmente et le courant réactif du VSC1 diminue. On voit aussi, que les courants actif et réactif du VSC2 sont identiques durant la variation de puissance.

### III.3.2- Court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3

Un court-circuit monophasé (la "phase A" à la terre) est appliqué à l'instant  $t = 2$  s durant 100 ms, situé dans le côté AC du convertisseur VSC3 au point de couplage commun PCC. Le système nécessite 1s pour atteindre le régime permanent après l'application du défaut. Les résultats sont donnés par les figures III.8, III.9, III.10, III.11 et III.12.

Avant l'application du défaut, le convertisseur VSC1 injecte une puissance de 111 MW, le VSC2 injecte une puissance 100 MW tandis que, le VSC3 consomme une puissance de -200 MW.



**Figure III.8 :** Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave).

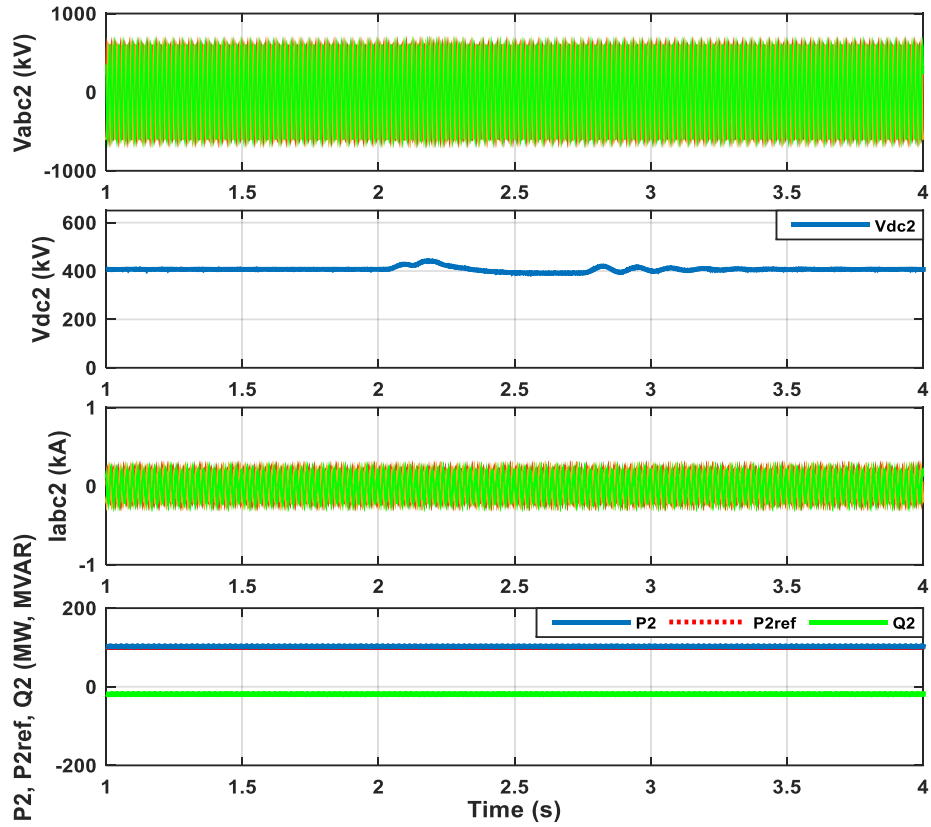


Figure III.9 : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave).

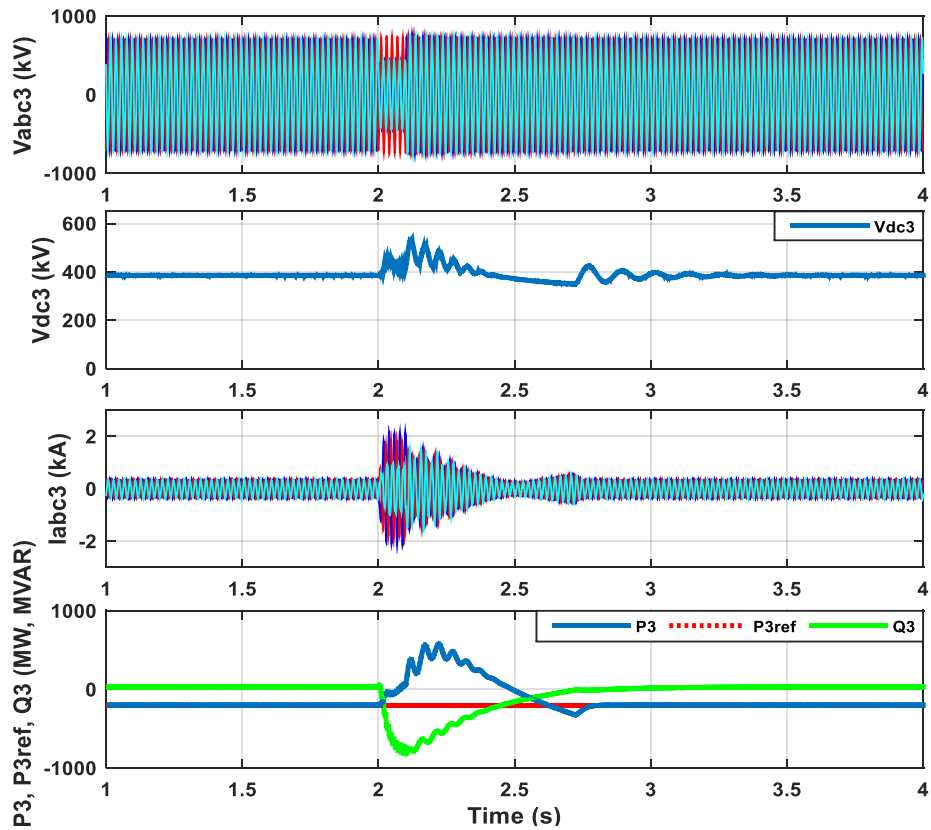


Figure III.10 : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave).

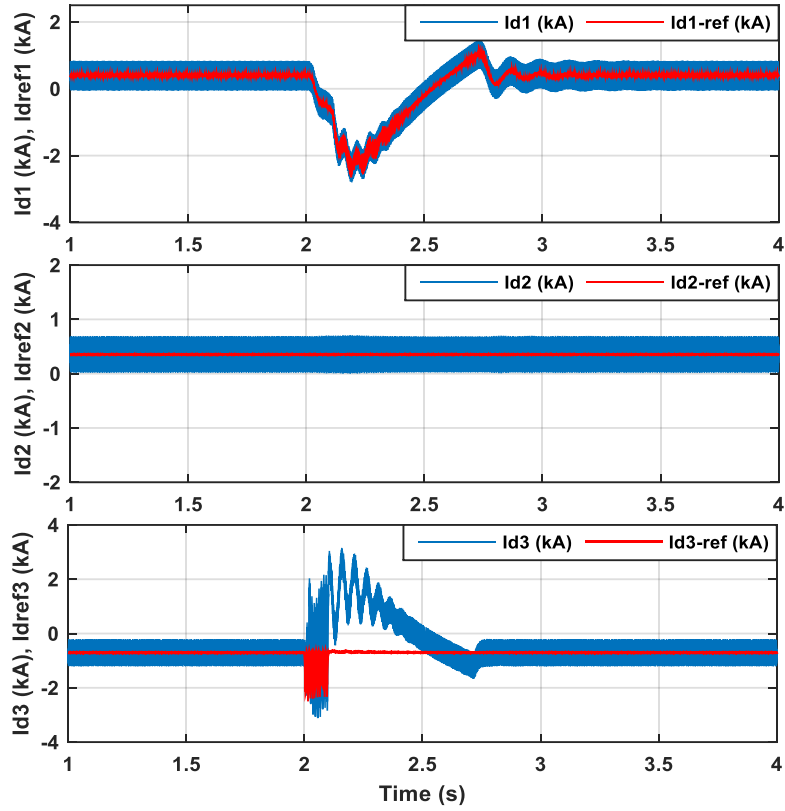


Figure III.11 : Courants actifs des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave).

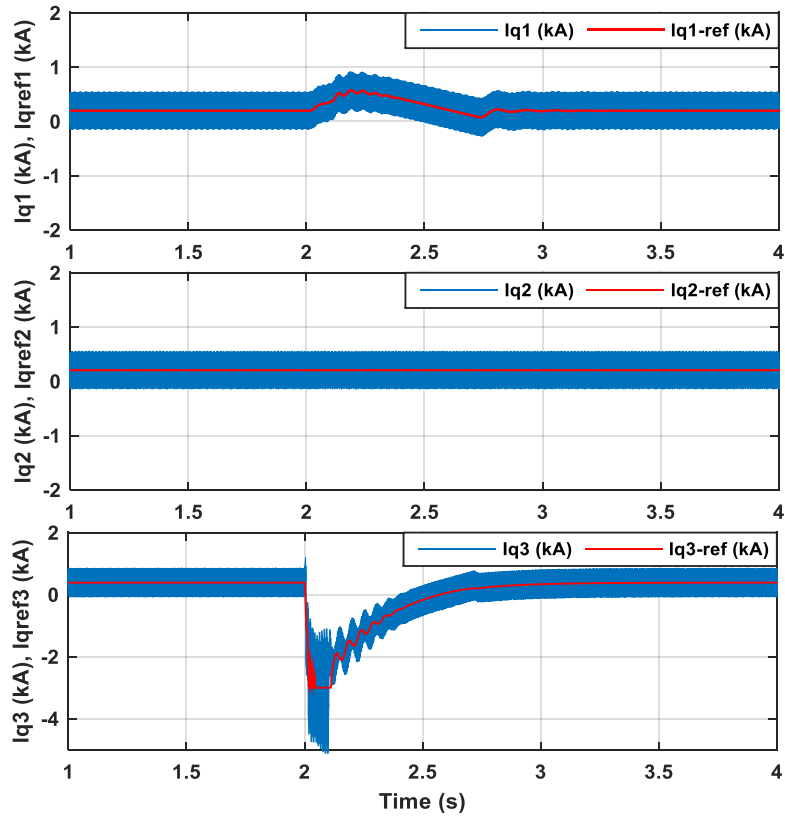


Figure III.12 : Courants réactifs des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave).

À partir des résultats obtenus, on peut observer une chute des tensions alternatives côté du VSC3 pendant le défaut comme il est montré dans la figure III.10. Dans ce cas le courant AC augmente rapidement après il se rétablit vers le régime normal lorsque le défaut s'annule. On observe aussi que la puissance active augmente et la puissance réactive diminue durant le défaut puis il revient au régime normal lorsque le défaut est éliminé. La figure III.8 montre que le convertisseur maître VSC1 pour assurer le fonctionnement du système MTDC commence à consommer l'excès de puissance pendant le défaut puis il revient au régime permanent, est en même temps la puissance réactive augment rapidement durant le défaut puis elle se stabilise. On voit clairement que le courant AC côté VSC1 est instable durant le défaut. On voit aussi, la tension DC du VSC1 garde sa valeur de référence même pendant le défaut à part quelques fluctuations. La figure III.9 montre que le VSC2 peut fonctionner normal sauf une fluctuation sur la tension DC lorsque le défaut est appliqué.

Les figures III.11, III.12 montrent les évolutions des courants actif ( $I_d$ ) et réactif durant le défaut. Il est clair que le courant  $I_{d3}$  du VSC3 ne peut suivre sa valeur de référence et augmente rapidement pendant le défaut, il reprend sa valeur nominale dès que le défaut s'annule. Le courant  $I_{d3}$  a la même allure que la puissance active ( $P_3$ ). On remarque aussi que le courant  $I_{d1}$  suit sa référence et il a la même allure que la puissance active ( $P_1$ ). On constate aussi sur la figure III.12 que les courants  $I_{q1}$  et  $I_{q3}$  ont les mêmes allures que les puissances réactives ( $Q_1$ ,  $Q_3$ ) respectivement. Conformément aux puissances active ( $P_2$ ) et réactive ( $Q_2$ ), les courants  $I_{d2}$  et  $I_{q2}$  restent stables durant le défaut.

### III.3.3- Court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3

Par l'application d'un court-circuit triphasé côté AC du VSC3 au point de couplage commun PCC à l'instant  $t = 2$  s durant 100 ms, et après l'exécution de nos simulations, on obtient les résultats des figures III.13, III.14, III.15, III.16 et III.17,

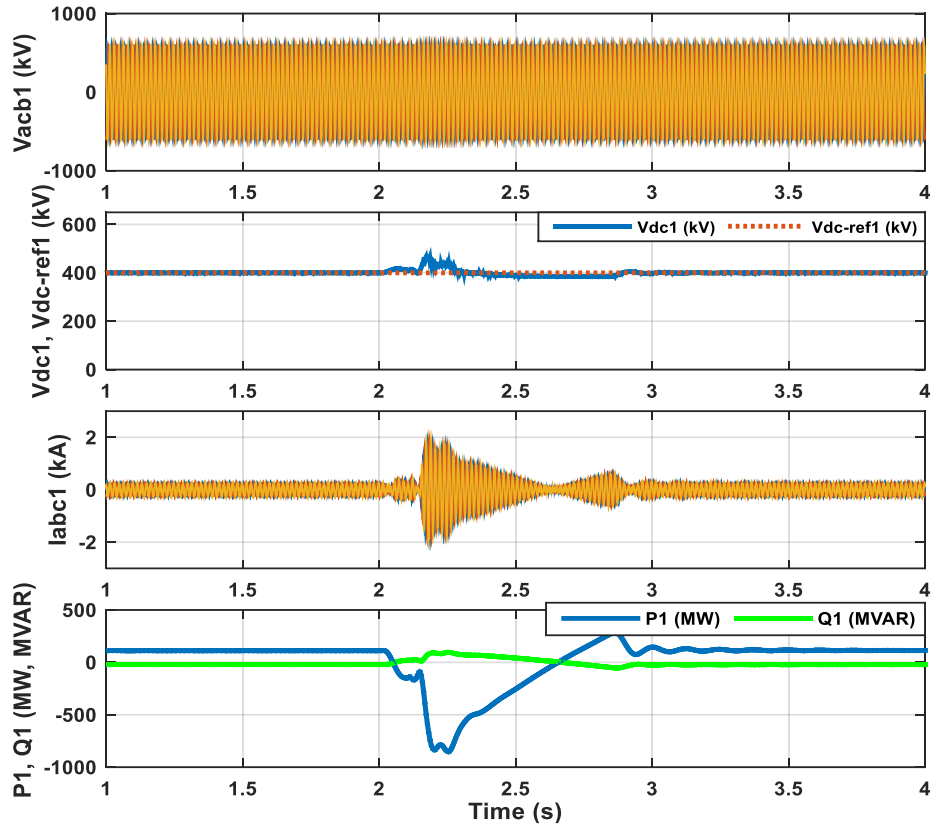


Figure III.13 : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave).

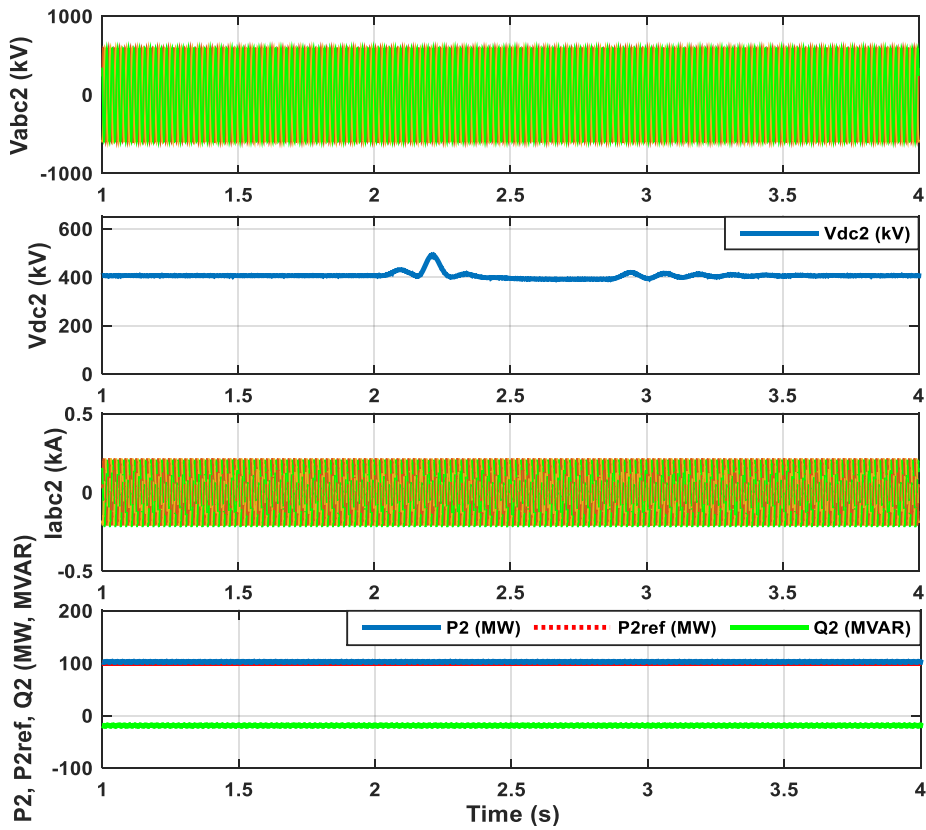
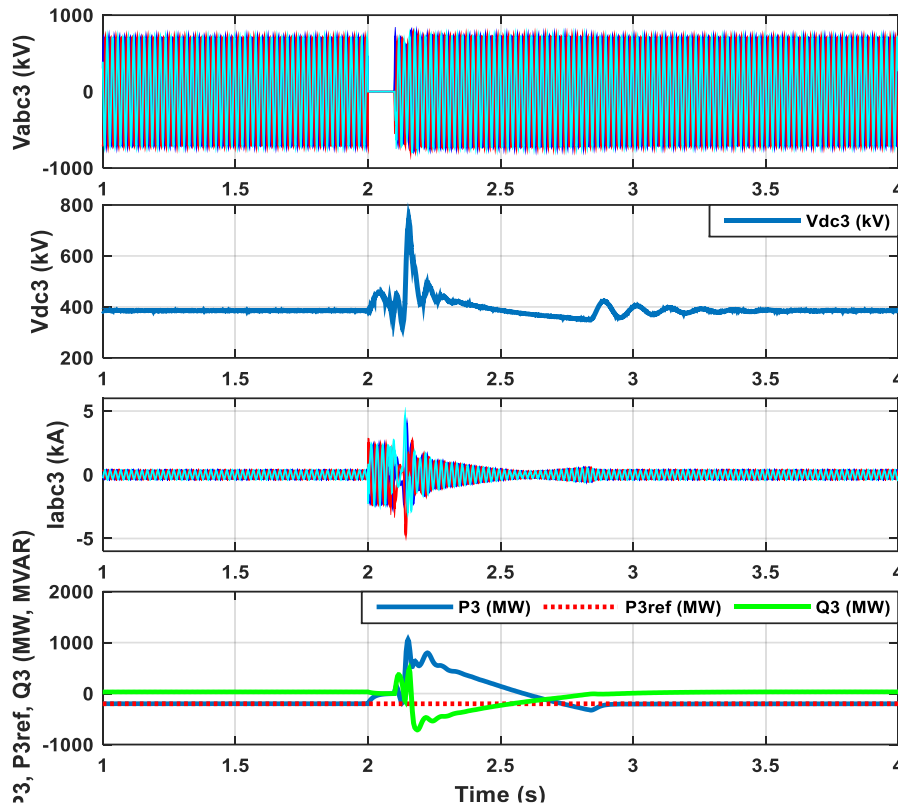


Figure III.14 : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave).

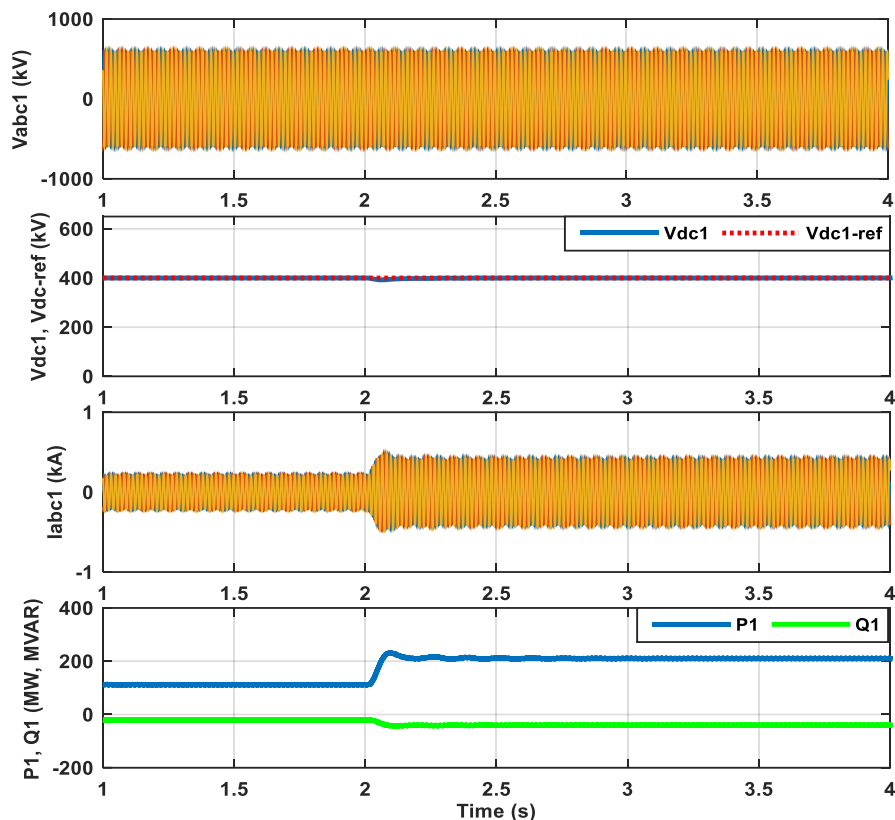


**Figure III.15 :** Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : maître/esclave).

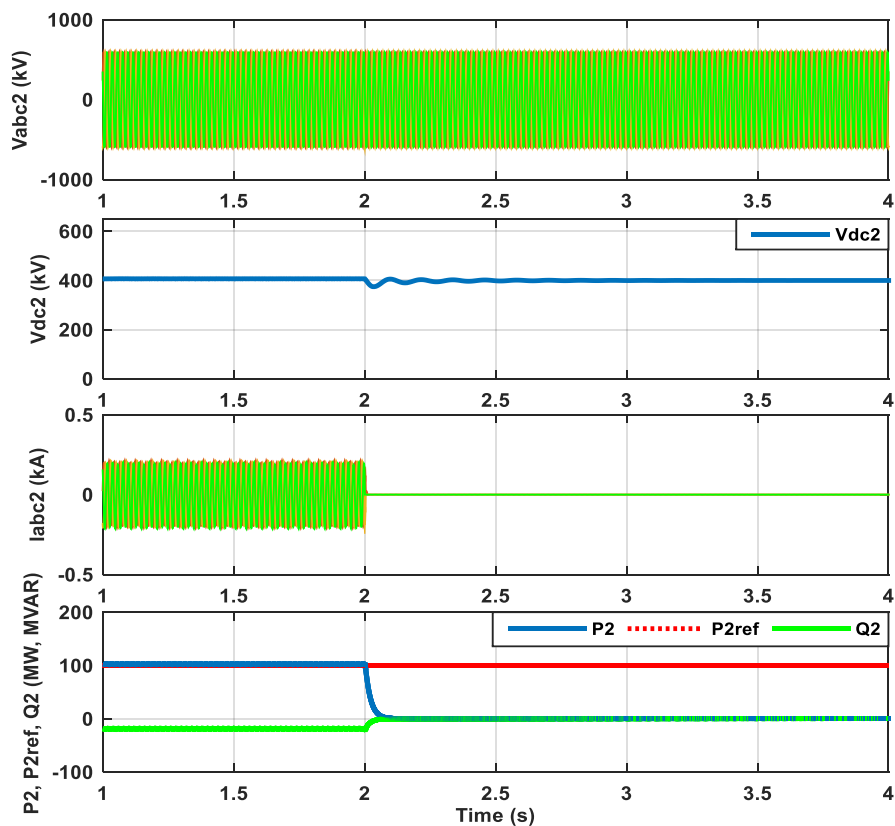
La figure III.15 montre que la tension AC côté VSC3 chute à zéro durant le défaut et le courant AC du VSC3 augmente rapidement puis il revient au régime normal lorsque le défaut s'annule. On remarque aussi que le défaut entraîne une augmentation de la puissance active, est en même temps une diminution de la puissance réactive. Pendant le défaut triphasé, il est clair que la tension DC est instable avec un dépassement plus important par rapport au défaut monophasé. On peut voir dans la figure III.13, le convertisseur maître VSC1 consomme de l'excès d'énergie pendant le défaut et le flux de puissance se réduit de 100MW à -800MW. La tension DC garde sa valeur de référence même pendant le défaut sauf quelques oscillations. Comme il peut être observé sur la figure III.14, le fonctionnement du convertisseur VSC2 n'est pas affecté suite à un défaut triphasé côté VSC3 sauf des oscillations sur la tension DC.

### III.3.4- Déconnexion du convertisseur esclave (VSC2)

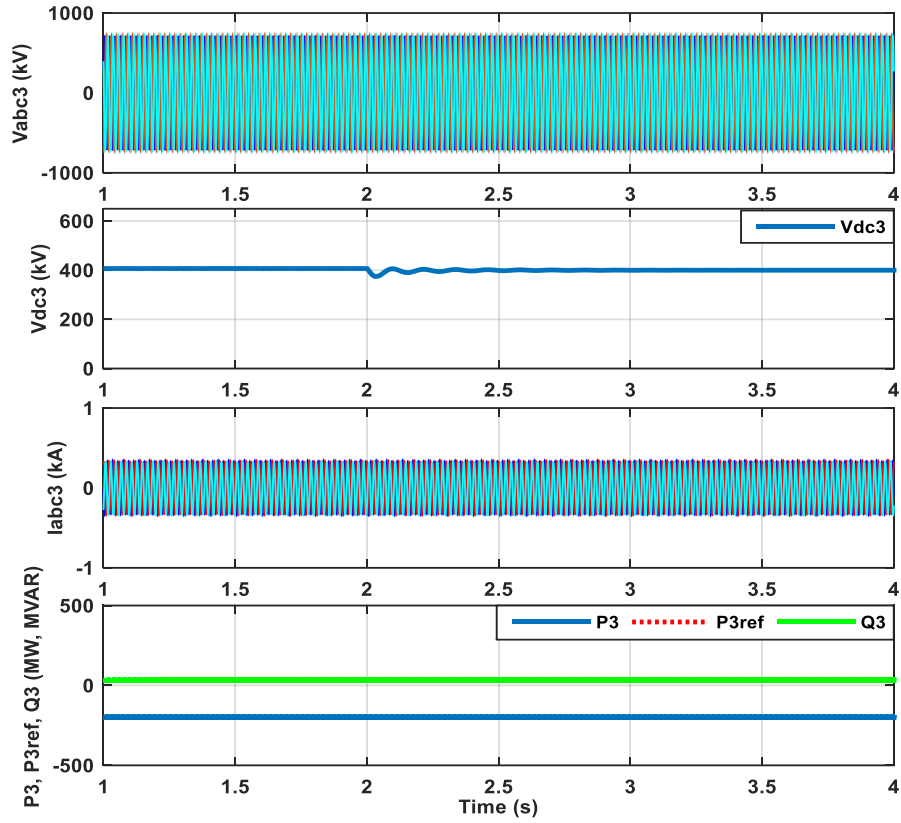
Dans ce cas, le fonctionnement du système MTDC avec la méthode maître/esclave en cas de perte du convertisseur esclave (VSC2) est considéré. La performance de méthode maître/esclave est testée en contrôlant la tension DC dans la station VSC1 à la tension DC de référence de 400kV. Dans le cas où un défaut DC du convertisseur apparaît, la protection du convertisseur est activée. Lorsqu'un certain niveau de courant est atteint, les IGBTs sont bloqués. Puisque les disjoncteurs DC n'ont pas été utilisés, il est nécessaire de bloquer les convertisseurs et d'utiliser les disjoncteurs AC pour éliminer le défaut. À l'état initial, le convertisseur VSC1 injecte une puissance de 111 MW (aux pertes près sur les lignes), VSC2 injecte une puissance 100 MW tandis que, VSC3 consomme une puissance de -200 MW. La déconnexion du VSC2 est effectuée à l'instant  $t=2$  s. Les résultats de simulations sont donnés par les figures III.16, III.17, III.18 et III.19.



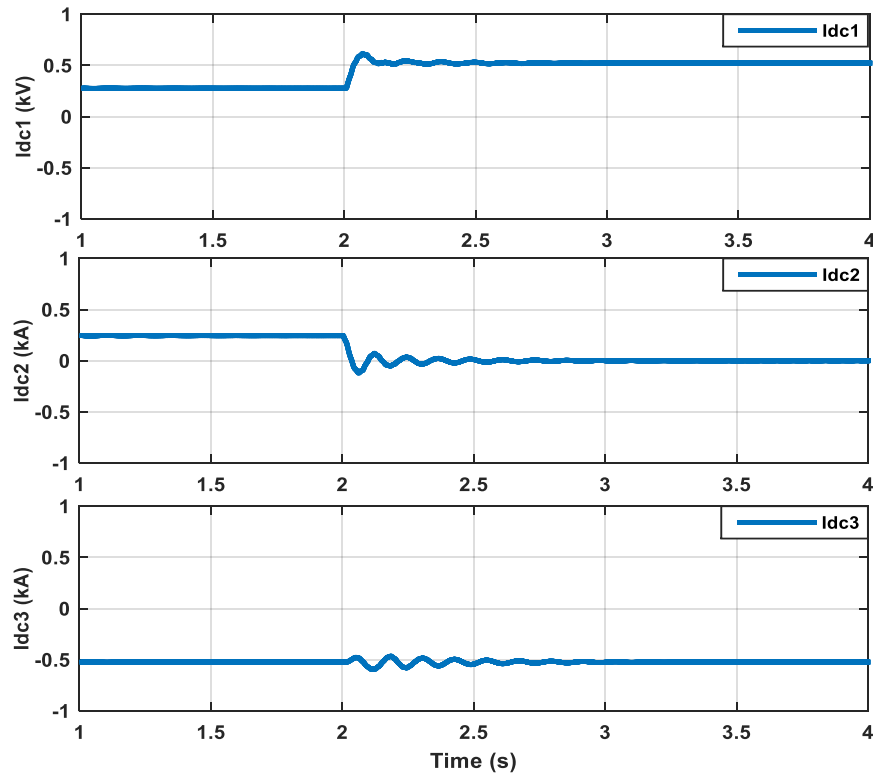
**Figure III.16 :** Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à la déconnexion du convertisseur esclave VSC2 (commande : maître/esclave).



**Figure III.17 :** Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à la déconnexion du convertisseur esclave VSC2 (commande : maître/esclave).



**Figure III.18 :** Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur esclave VSC2 (commande : maître/esclave).



**Figure III.19 :** Courants DC des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur esclave VSC2 (commande : maître/esclave).

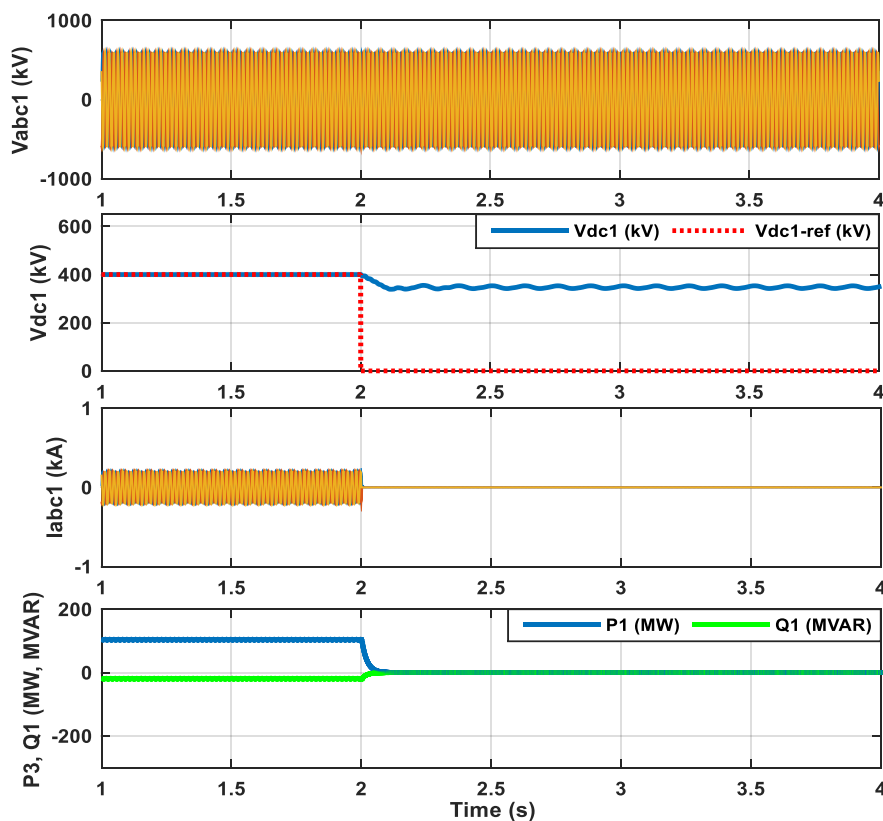


La figure III.17 montre que la déconnexion du convertisseur esclave VSC2 provoque une chute à zéro des puissances active et réactive côté VSC2. De même le courant AC chut à zéro après la déconnexion. On voit clairement que la puissance active du convertisseur maître VSC1 augment jusqu'à 211 MW pour équilibrer le flux de puissance active dans le réseau MTDC en cas de défaillance de la station VSC2 (voir la figure III.16). En même temps, la puissance réactive diminue de -20 MVAR à -40 MVAR. Durant la déconnexion du VSC2, le convertisseur VSC1 va essayer de garder la tension DC constante. D'après la figure III.18, la puissance active du VSC3 reste à la même valeur de -200 MW. En même temps, la puissance réactive reste à la même valeur de 40 MVAR. Dans ce cas le système MTDC est composé de deux convertisseurs VSC1 (maître) et VSC2 (esclave). Donc, le système est dit maintenant système HVDC point à point.

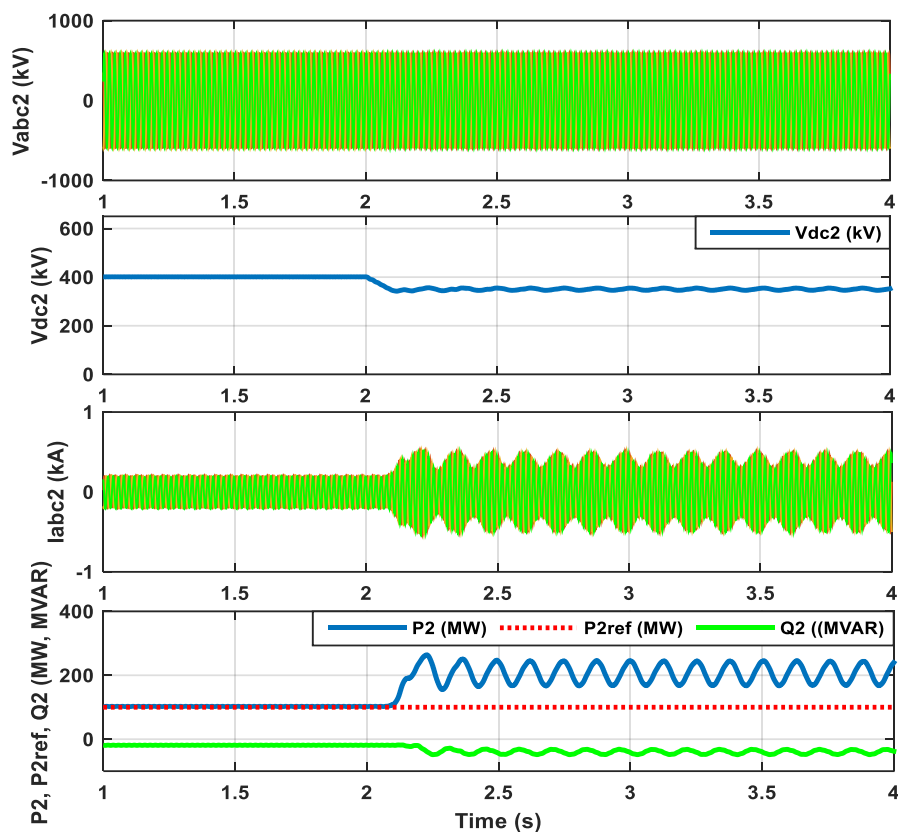
La figure III.19 montre les évolutions du courant DC des trois terminaux, Il est clair que le courant DC ( $I_{dc2}$ ) du VSC2 oscille autour de la valeur zéro durant la déconnexion du VSC2 et en même temps, le courant DC ( $I_{dc1}$ ) augmente pour compenser le manque d'énergie. On remarque aussi sur cette figure que le courant DC ( $I_{dc3}$ ) reste à la même valeur avec des petites oscillations pendant quelques millisecondes.

### III.3.5- Déconnexion du convertisseur maître (VSC1)

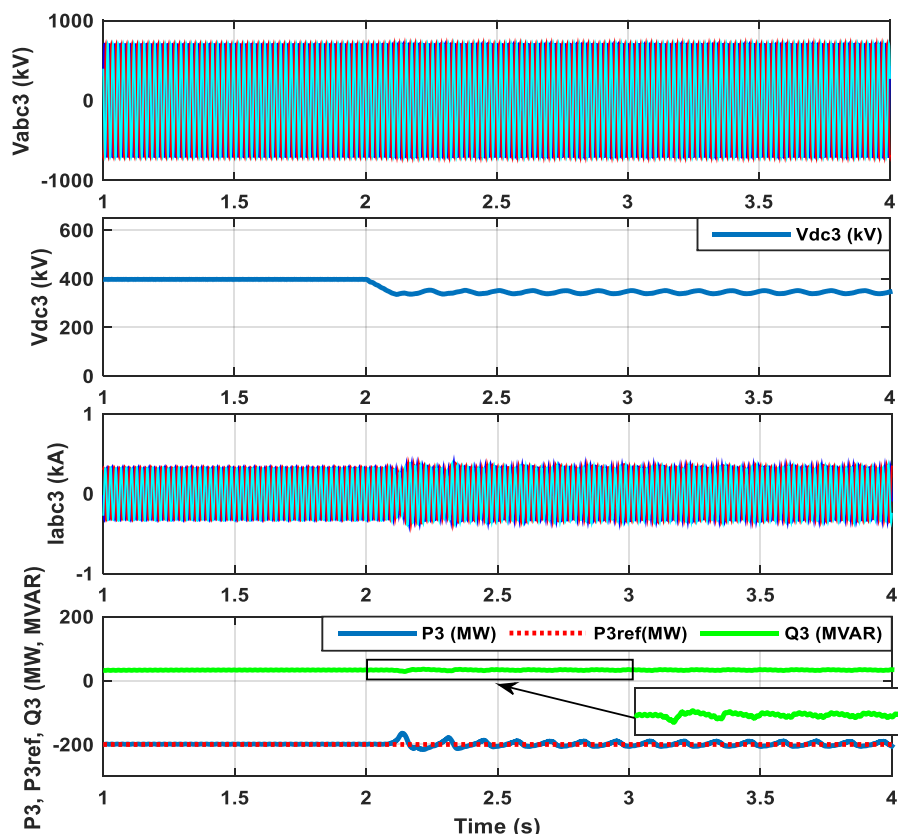
Dans cette section, le fonctionnement du système MTDC avec la méthode maître/esclave en cas de perte du convertisseur maître (VSC1) est testé. La déconnexion du VSC1 est effectuée à l'instant  $t = 2$  s. Les performances des trois terminaux durant la défaillance du convertisseur maître VSC1 sont représentées sur les figures III.20, III.21, III.22 et III.23.



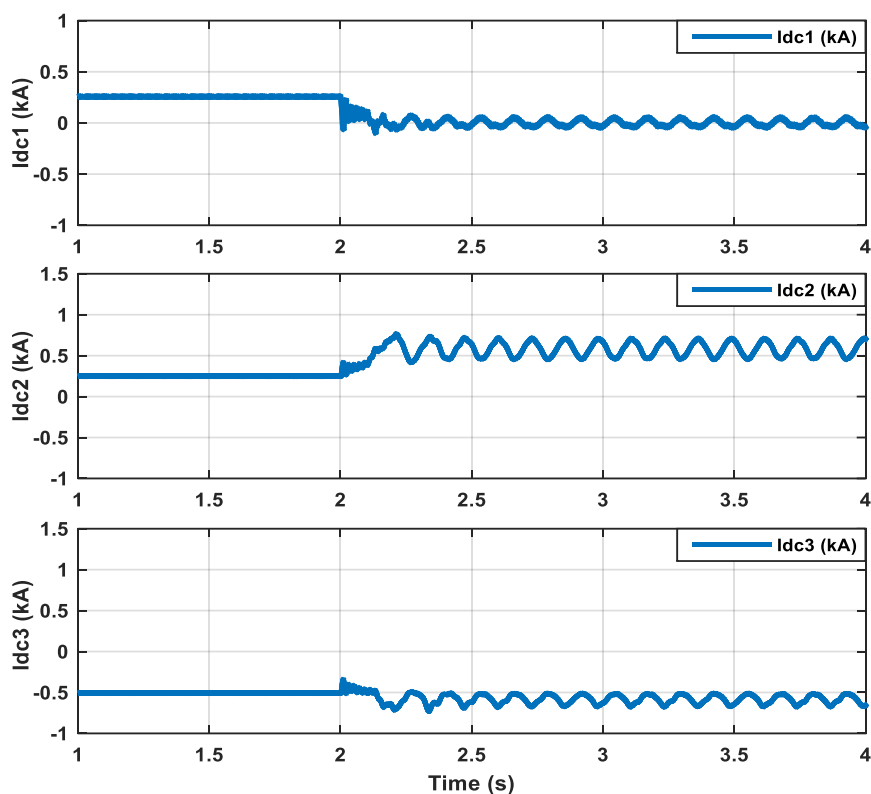
**Figure III.20** : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : maître/esclave)



**Figure III.21 :** Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : maître/esclave)



**Figure III.22 :** Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : maître/esclave)



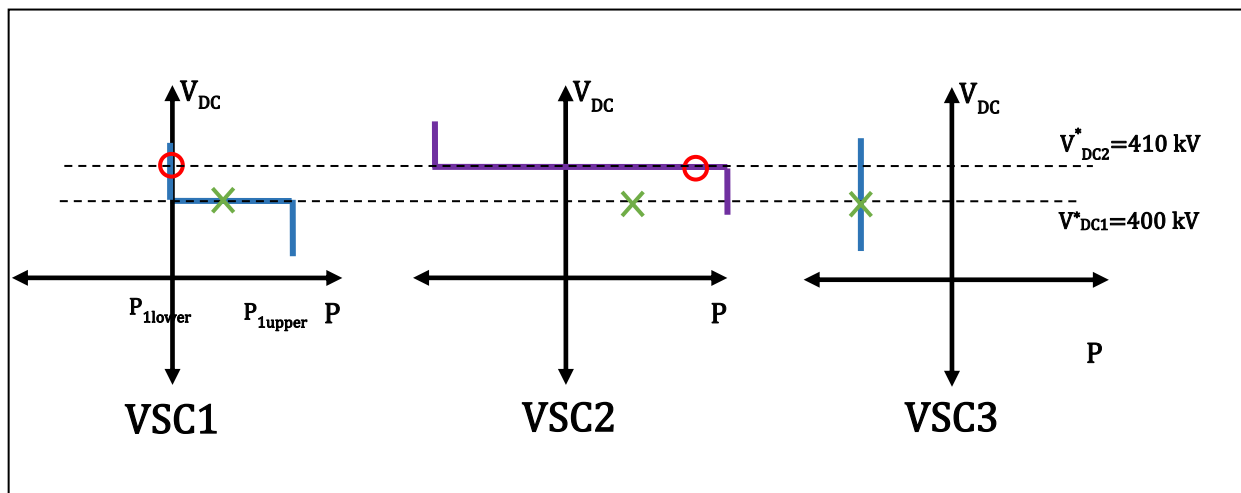
**Figure III.23 :** Courants DC des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : maître/esclave)

À partir des résultats obtenus on peut avoir une chute à zéro des puissances active et réactive côté VSC1 comme il est montré dans la figure III.20 et aussi de même, le courant AC s'annule. Pendant la période de déconnexion du convertisseur maître qui contrôle la tension DC, le convertisseur VSC2 fonctionnant en mode de contrôle de la puissance active augmente sa puissance de 100 MW à 200 MW pour compenser le déséquilibre de puissance du réseau MTDC mais de façon instable (voir la figure III.21). La figure III.22 montre clairement que la déconnexion du convertisseur maître entraîne des oscillations de la puissance active, puissance réactive, courant AC du VSC3. On peut constater aussi la chute de tension DC provoquée par la déconnexion du convertisseur maître, ainsi que l'instabilité de la tension DC du réseau MTDC. Dans ce cas, le système MTDC ne pourra pas fonctionner vu qu'aucun convertisseur ne régule la tension DC. D'après la figure III.23, on peut voir l'instabilité des courants DC des trois convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3 durant la déconnexion du VSC1.

### III.4- Commande d'un système VSC-MTDC par la méthode marge de tension (voltage margin)

Afin de s'affranchir de la déconnexion du convertisseur maître avec la commande maître-esclave, une commande dite de "la marge de tension" (présentée dans la section II.4.1-B) est implémentée dans un système MTDC à trois terminaux. L'implémentation de la commande de la marge de tension à un système MTDC à trois terminaux, se résume comme suit :

À l'état initial, on suppose que le convertisseur VSC1 fonctionne à contrôle de la tension DC avec sa valeur de référence  $V_{DC1}^* = \pm 400$  kV (mode de contrôle  $V_{DC}$ ) qui s'appelle le convertisseur maître, tandis que VSC2 et VSC3 adoptent le contrôle de puissance active avec leurs valeurs de référence  $P_2^* = 100$  MW et  $P_3^* = -200$  MW (mode de contrôle P). Cependant, la puissance active du VSC1 atteint les limites ( $P_{1upper}$  ou  $P_{1lower}$ ), notre cas  $P_{1lower} = 0$  MW. Le VSC1 passe du mode de contrôle  $V_{DC}$  à un mode de contrôle P. Par conséquent, le deuxième convertisseur VSC2 changera le mode de contrôle P à un mode de contrôle  $V_{DC}$  avec la nouvelle valeur de consigne  $V_{DC2}^* = 410$  kV. Dans ce cas le VSC2 joue le rôle du convertisseur maître. Les modes de fonctionnement sont indiqués à la figure III.24, sous

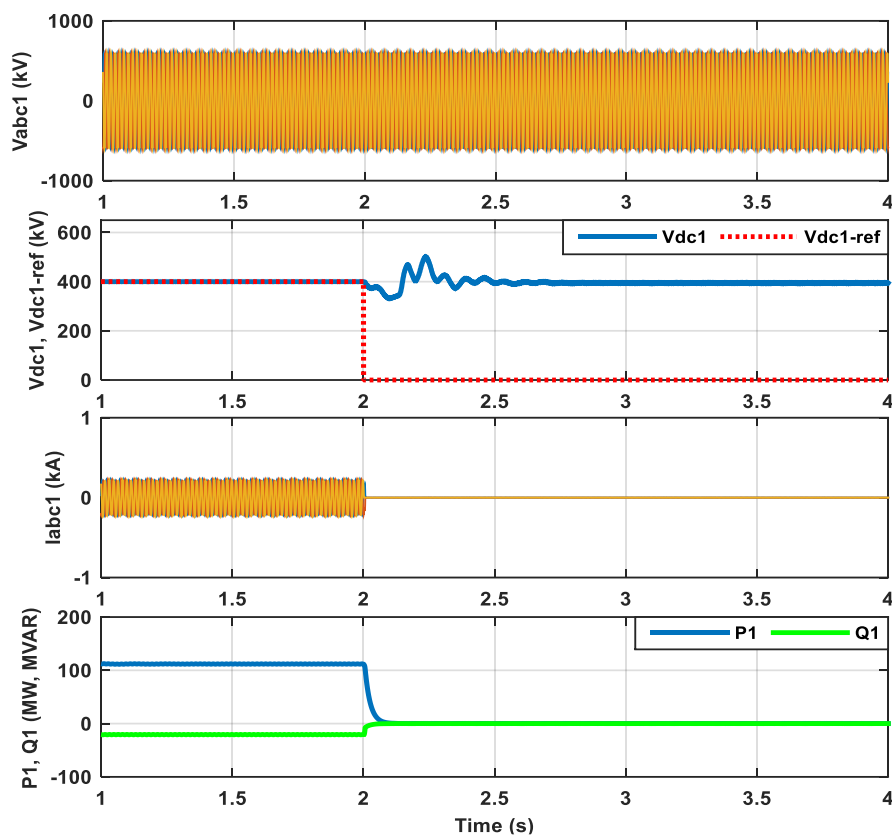


forme de caractéristiques PV.

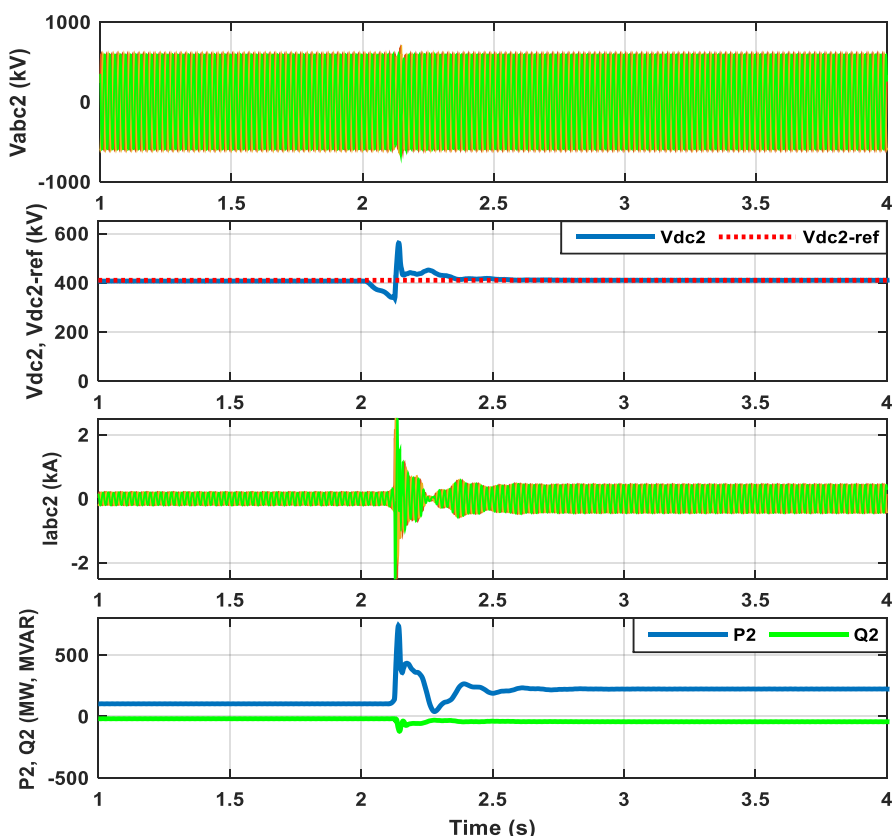
**Figure III.24 :** Caractéristiques PV du système VSC-HVDC à trois terminaux, commandé par la technique marge de tension.

#### III.4.1- Déconnexion du convertisseur maître (VSC1)

Dans cette partie du travail, le fonctionnement du système MTDC avec la méthode marge de tension en cas de perte du convertisseur maître (VSC1) est testé. La déconnexion du VSC1 est effectuée à l'instant  $t = 2$  s. Les performances des trois terminaux durant la défaillance du convertisseur maître VSC1 sont représentées sur les figures III.25, III.26, III.27 et III.28.



**Figure III.25 :** Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : marge de tension)



**Figure III.26 :** Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : marge de tension)

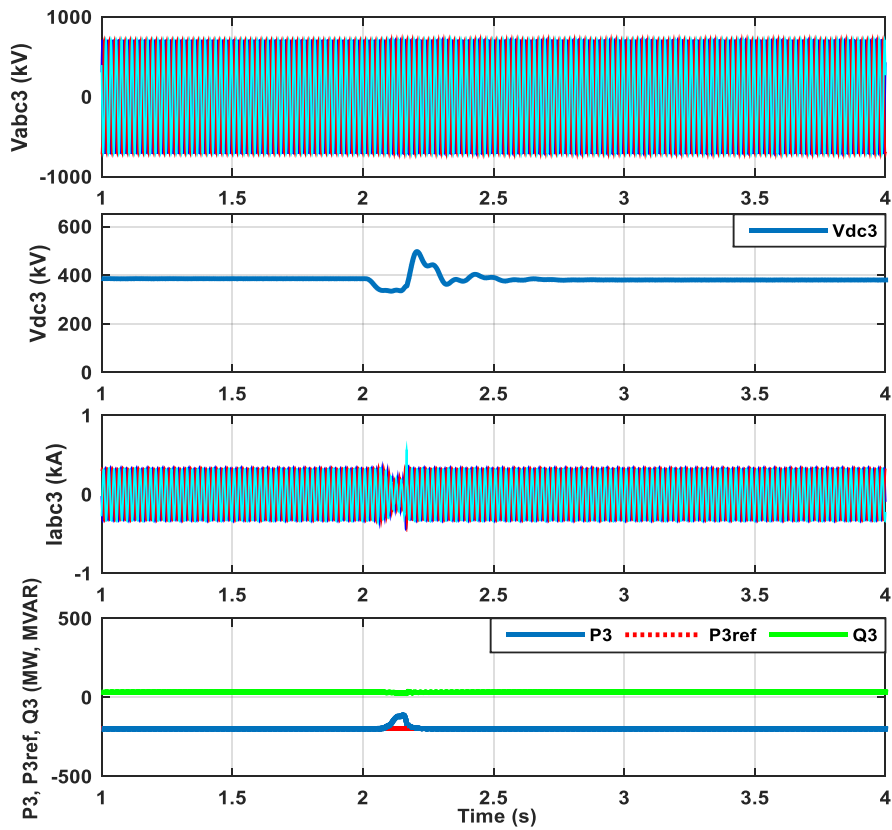


Figure III.27 : Tension AC, tension DC, courant AC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : marge de tension)

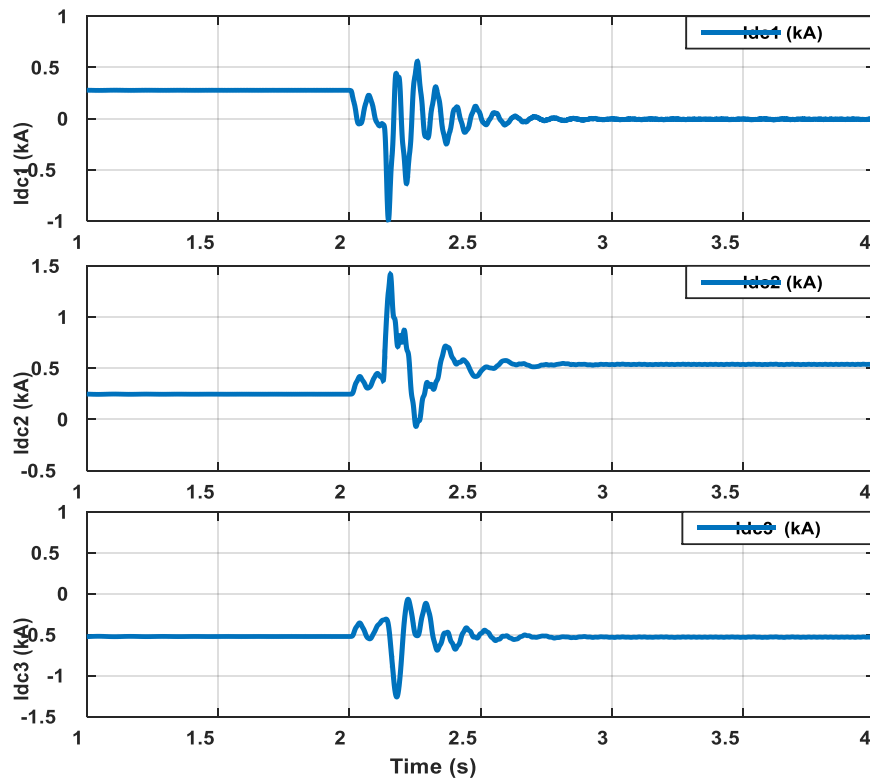


Figure III.28 : Courants DC des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à la déconnexion du convertisseur maître VSC1 (commande : marge de tension)

La déconnexion du convertisseur VSC1 (slack bus), qui délivre une puissance de 100 MW au réseau DC, a été considérée à  $t = 2$  s. D'après la figure III.25, on constate que les puissances active et réactive du VSC1 chutent à zéro, et de même pour le courant AC.

Après la déconnexion, le convertisseur VSC2 change le mode de contrôle à contrôle de la tension DC et maintient la tension à sa nouvelle valeur de référence ( $V_{DC2}^* = 410$  kV). On peut voir aussi, les pics qui sont apparus sur la puissance active, réactive et la tension DC, qui sont dus au changement des modes de contrôle du VSC2 (voir la figure III.26). Puis l'augmentation de la puissance active pour assurer la stabilité du système MTDC, et de même, une diminution de la puissance réactive. Durant le changement du mode de contrôle du VSC2, un pic très important apparaît sur le courant AC, puis augmente jusqu'à la valeur nécessaire pour maintenir la stabilité du réseau. La figure III.27 montre que la déconnexion du convertisseur maître n'affecte les paramètres du convertisseur VSC3, mis à part un pic qui apparaît sur la puissance active.

La Figure III.28 montre l'évolution du courant DC pour les trois terminaux pendant la déconnexion du convertisseur maître. On observe durant le changement des modes de contrôle entre VSC1 et VSC2, un déséquilibre et une grande perturbation dans les allures du courant DC dans les trois stations, ceci, en raison de l'absence de régulation de la tension DC. Puis ces grandeurs passent au régime permanent.

### III.5- Système VSC-HVDC à 3 terminaux connecté à un réseau passif

La figure III.29 montre le schéma principal du système MTDC à trois terminaux connecté à un réseau passif. La station VSC1 est connectée au réseau actif AC1 avec sa tension de 420 kV et sa fréquence est de 60 Hz. De même pour la station VSC2 qui est connectée au réseau actif AC2 avec sa tension 420 kV et sa fréquence est de 50 Hz. La station VSC3 est connectée avec un réseau passif pour alimenter une charge locale, sous une tension de 500 kV et une fréquence de 50 Hz. La charge considérée de VSC3 est de l'ordre de 300MW+50MVar (charge résistive inductive).

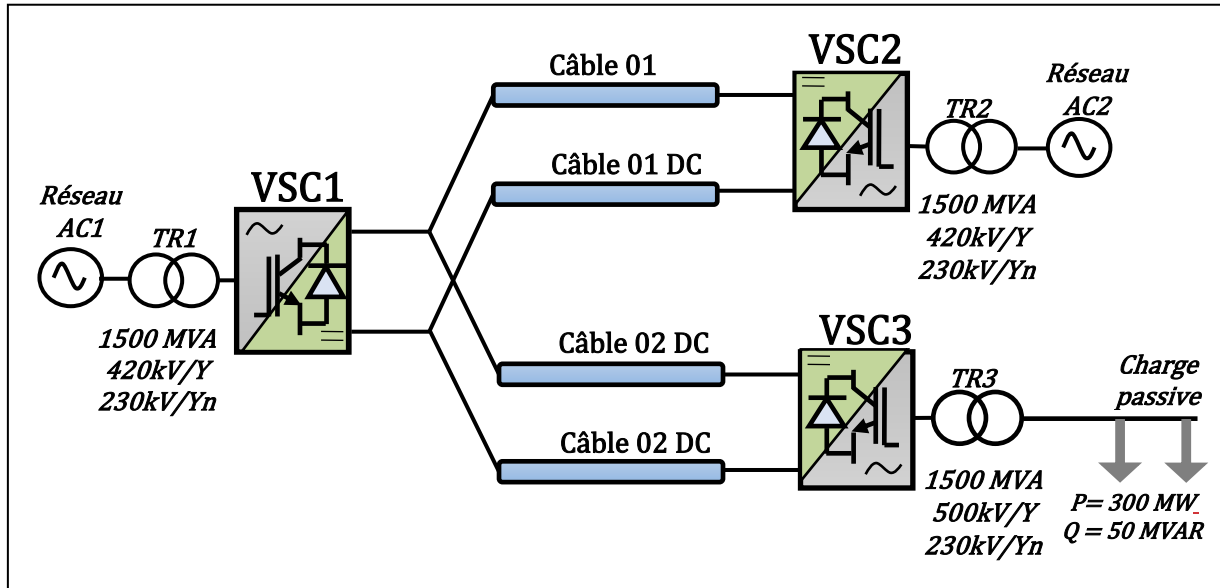


Figure III.29 : Système VSC-HVDC à trois terminaux connectés à un réseau passif.

#### III.5.1- Caractéristiques de charge à puissance constante du réseau DC

Lorsque le système VSC-MTDC alimente le réseau passif, sa station d'onduleurs adopte généralement le contrôle de la tension AC et la fréquence à une valeur fixe, afin d'assurer la qualité de l'énergie requise. Pour une charge à puissance constante (CPL : Constant Power Load), le taux de variation relatif entre la tension et le courant est négatif ( $dv/di < 0$ ). Le point de stabilité signifie que le système reviendra à un point spécifique en cas de perturbation. Le point de stabilité d'un système qui inclut cette charge constante, est obtenu lorsque sa tension est égale à celle de la source de tension. À ce point, le système est stable. Néanmoins, si une perturbation se produit, le système ne peut pas revenir à ce point. [111], [112]. La figure III.30 montre la courbe caractéristique de la charge de puissance constante. Les caractéristiques tension-courant sont indiquées dans l'équation III.1 :

$$I_{cpl} = \frac{P_{cpl}}{V_{cpl}} \quad (III.1)$$

Où :  $I_{cpl}$  est le courant circulant dans la charge,  $P_{cpl}$  est la puissance de la charge,  $V_{cpl}$  la tension AC à l'extrémité de la charge. L'équation III.1 peut être transformée en une équation linéaire au point d'équilibre, qui est donné par :

$$I_{cpl} = 2 \frac{P_{cpl}}{V_{cpl}} - \frac{P_{cpl}}{V_{cpl}^2} \quad (III.2)$$



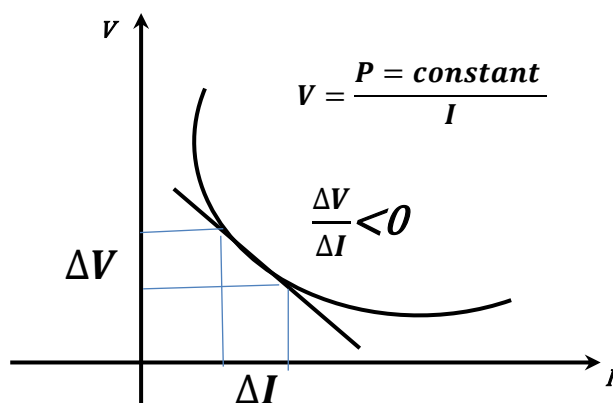


Figure III.30 : Caractéristiques tension-courant d'une charge de puissance constante [111].

### III.5.2- Description du système de contrôle du réseau MTDC connecté à un réseau passif

Dans cette section, deux réseaux AC actifs alimentent un réseau passif. Le réseau AC1 couplé avec le convertisseur VSC1 qui adopte le contrôle de la tension DC constante et la tension AC constante, comme le montre la figure III.31. L'autre réseau AC2 couplé avec le convertisseur VSC2 et adopte le contrôle de la puissance active constante et de la tension AC constante (voir la figure III.32). Le réseau passif simule la charge passive dans les régions reculées et adopte un contrôle de la tension AC constante, comme il est représenté dans la figure III.33 [112], [113], [114].

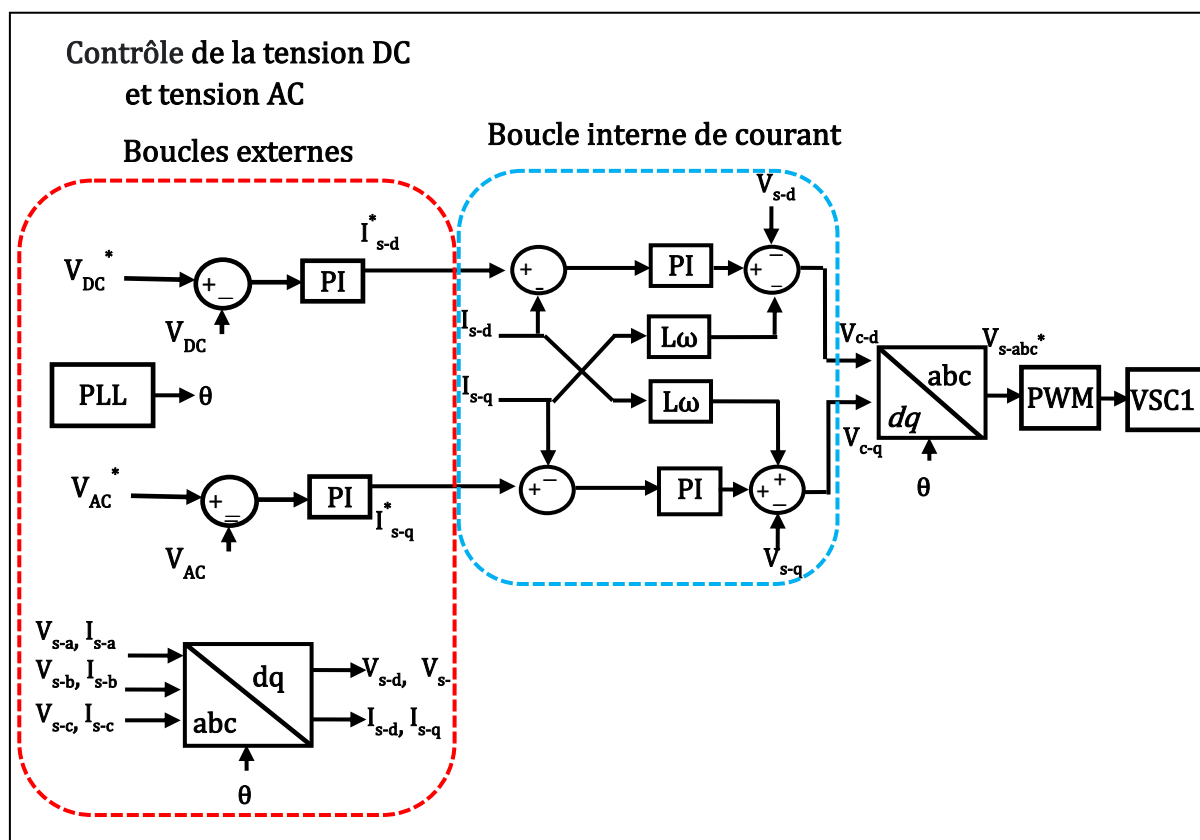


Figure III.31 : Schéma de contrôle du VSC1

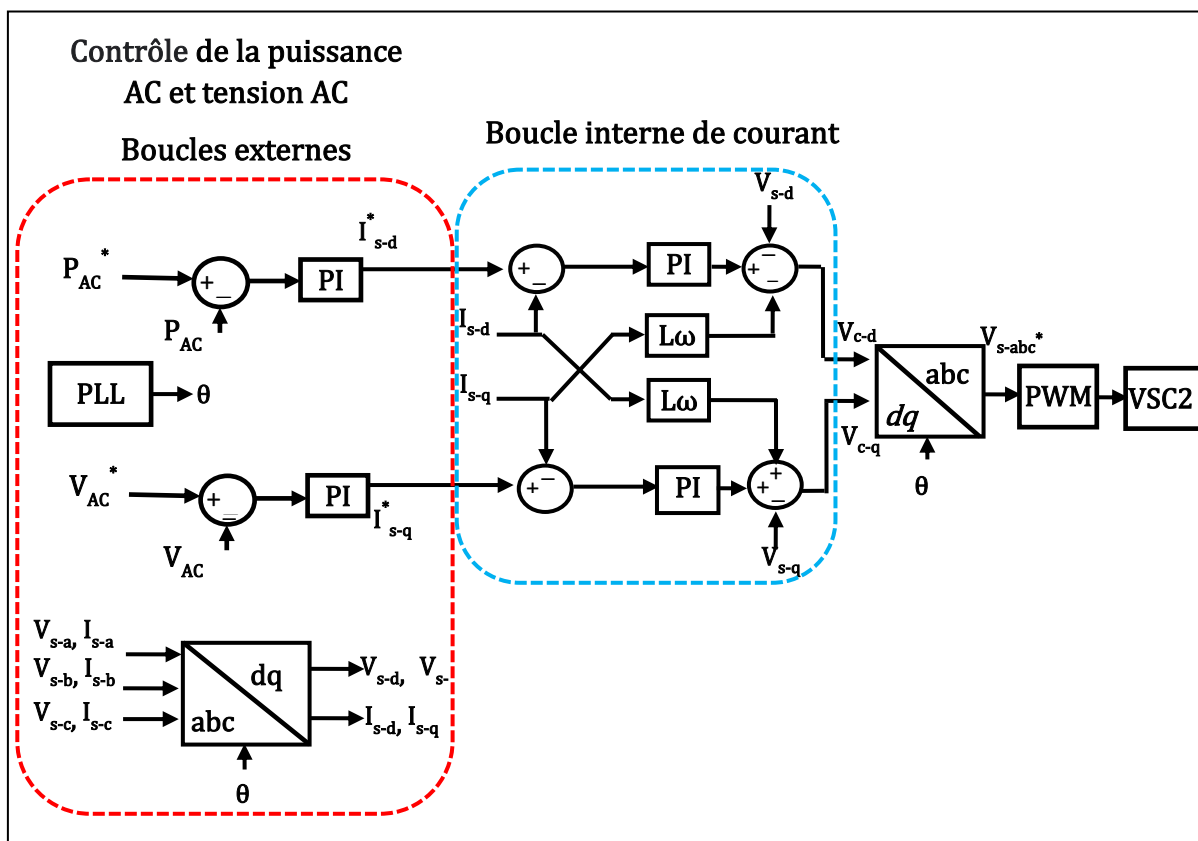


Figure III.32 : Schéma de contrôle du VSC2.

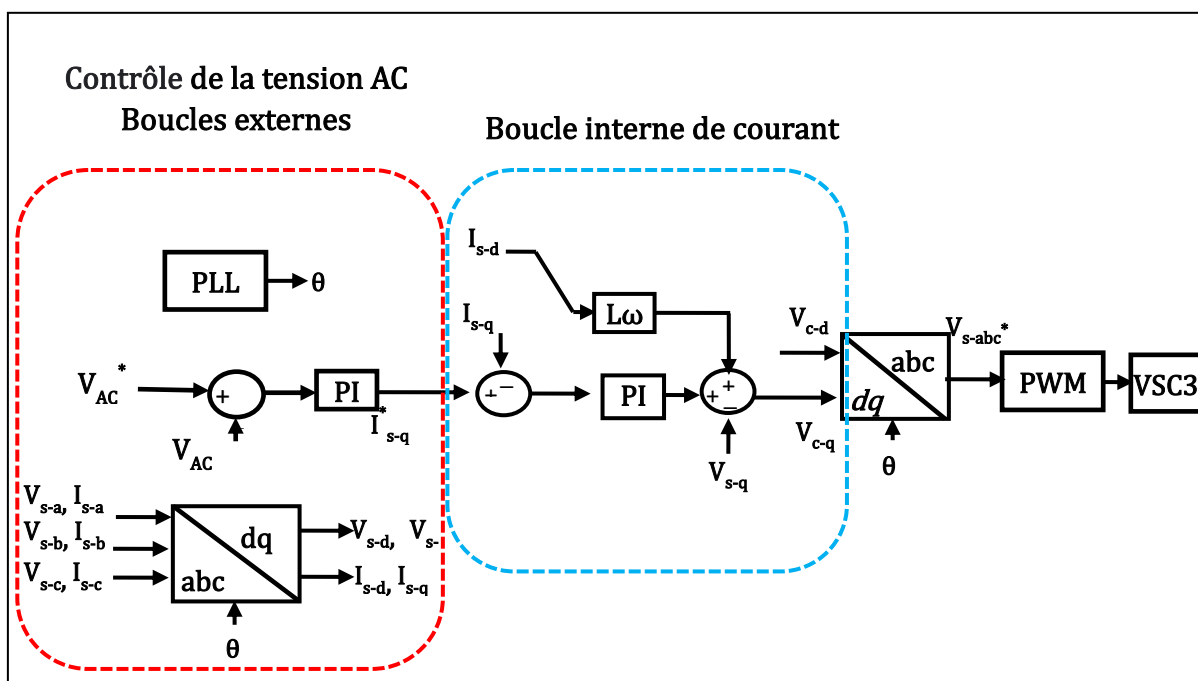


Figure III.33 : Schéma de contrôle du VSC3.

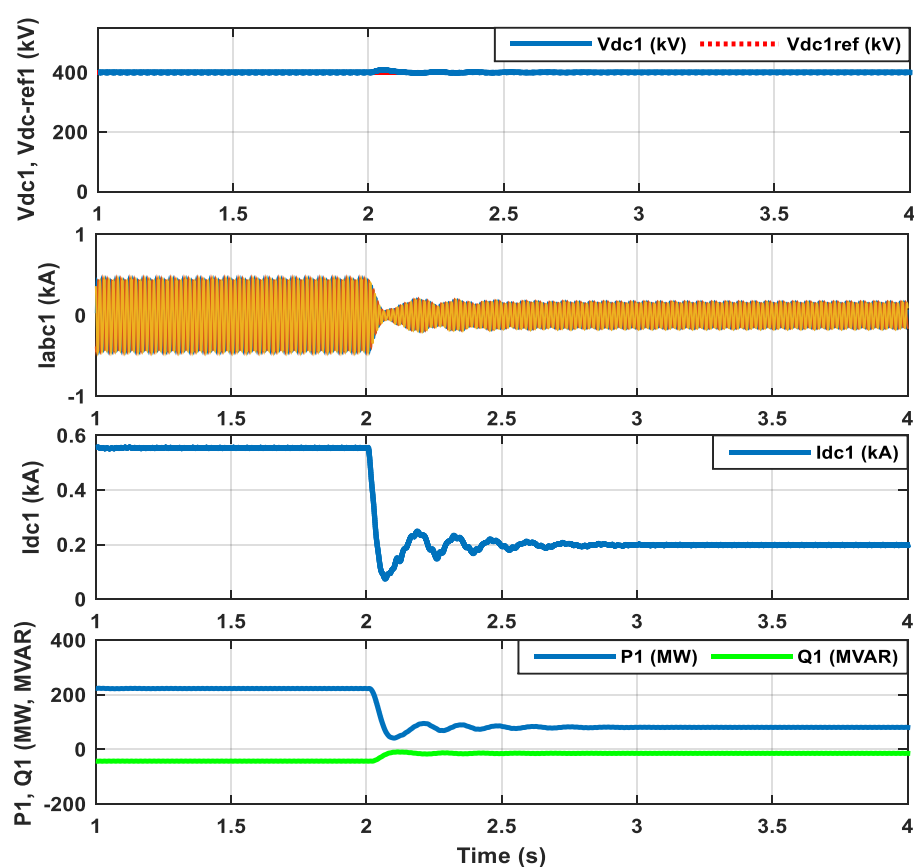
Pour tester les performances du système MTDC connecté à un réseau passif avec la commande conventionnelle maître/esclave, nous avons effectué les tests suivants :

- 1- Variation de la puissance active côté VSC2.
- 2- Court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur VSC3

### III.5.3- Variation de la puissance active côté VSC2

Dans ce test, la charge considérée de VSC3 est de 300MW+50MVar (résistance-inductance). À  $t=2$  s, un changement de 150 MW est appliqué à la référence de la puissance active au niveau du convertisseur VSC2 (augmentation de 100 MW à 250 MW.). Le système de simulation atteint un régime permanent après 1s.

Le convertisseur VSC1 est considéré comme un convertisseur maître avec sa tension de référence de 400kV, tandis que les deux convertisseurs VSC2 et VSC3 sont considérés comme de convertisseur esclaves. Les résultats de simulation sont schématisés sur les figures III.34, III.35, III.36 et III.37.



**Figure III.34** : Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à une variation de la puissance active côté VSC2 (commande : maître/esclave).

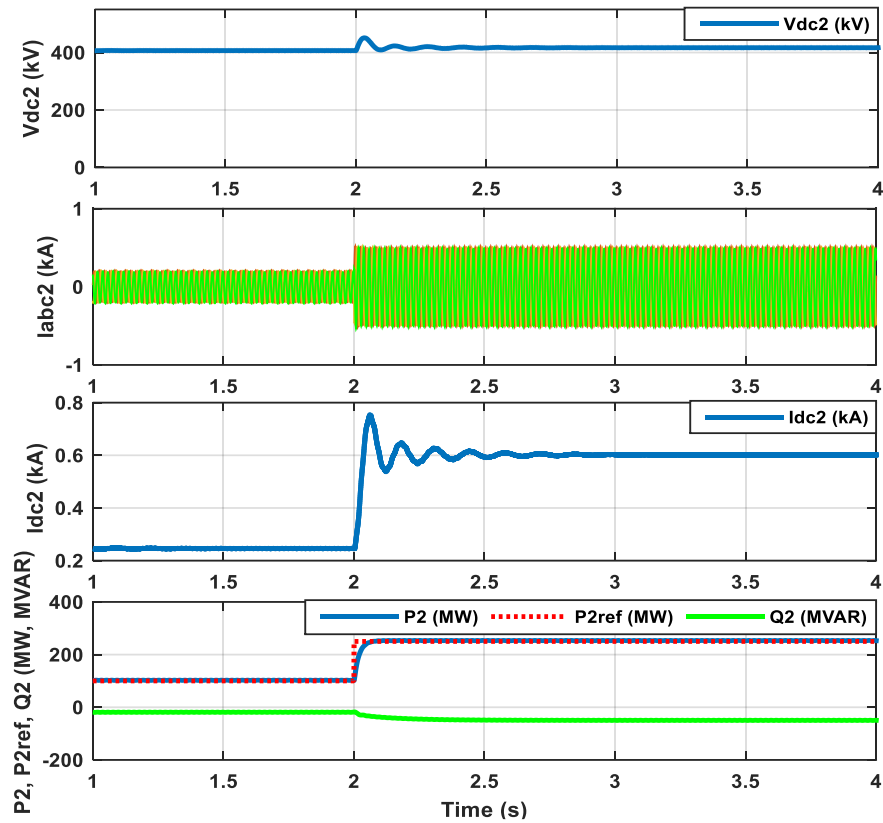


Figure III. 35: Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à une variation de la puissance active côté VSC2 (commande : maître/esclave).

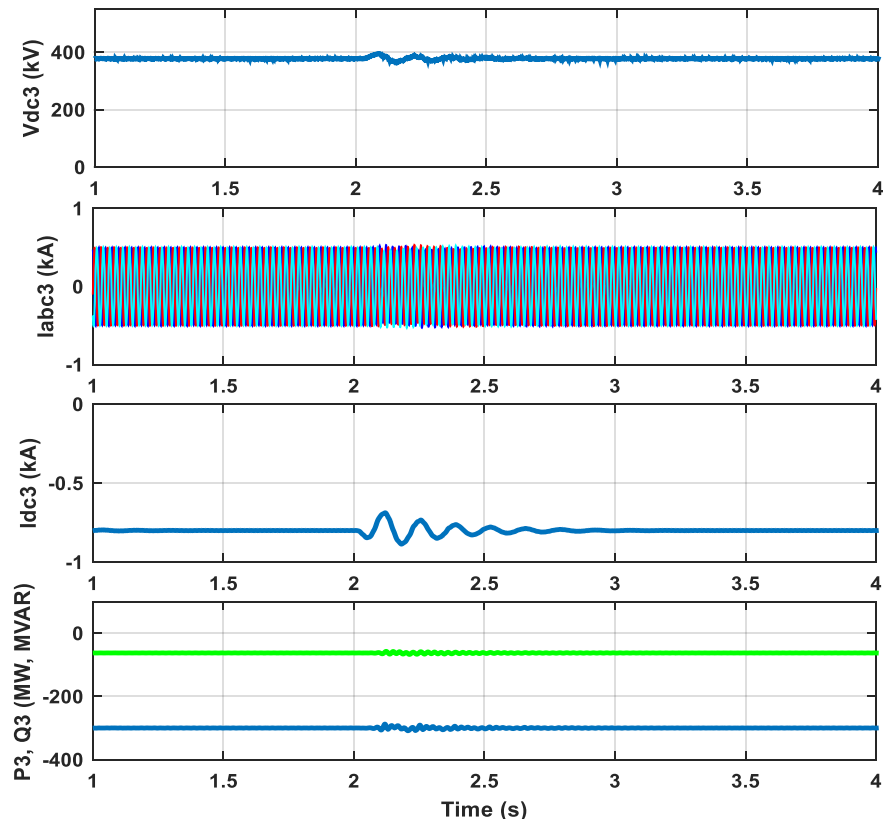
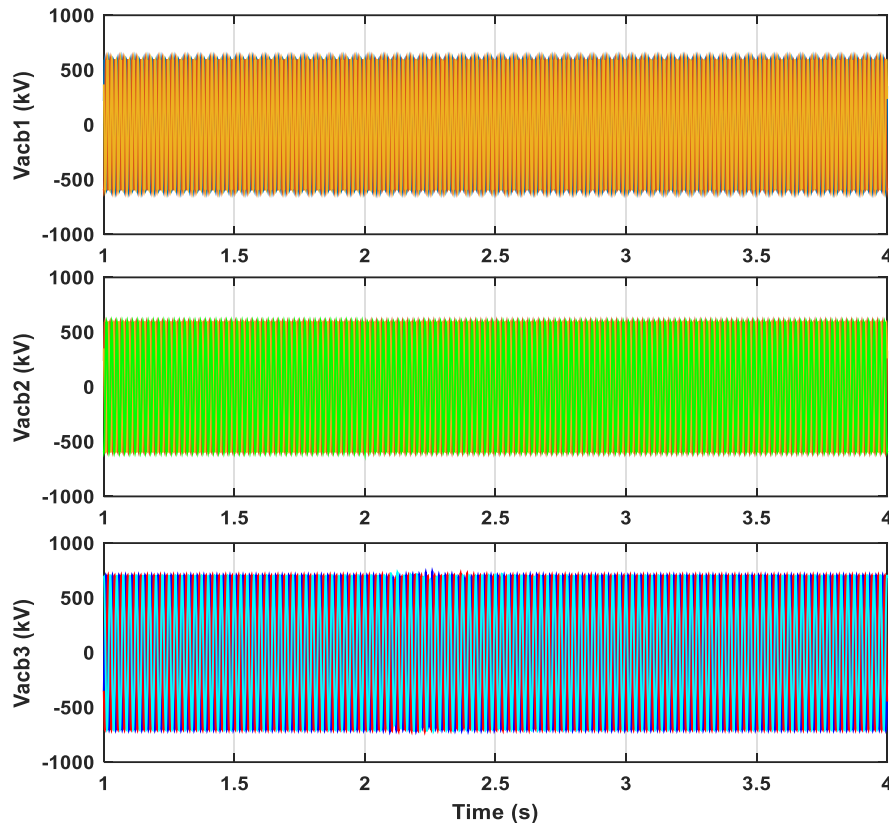


Figure III. 36: Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à une variation de la puissance active côté VSC2 (commande : maître/esclave).



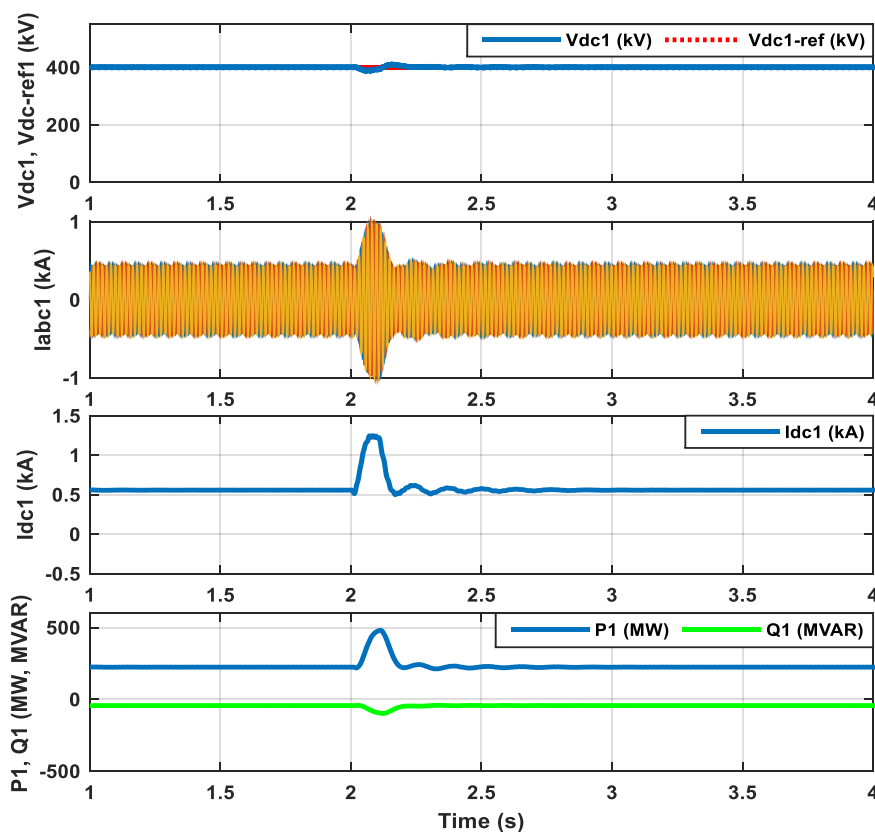
**Figure III.37 :** Tension AC des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à une variation de la puissance active côté VSC2 (commande : maître/esclave).

D'après les résultats de simulation, on peut tirer les remarques suivantes :

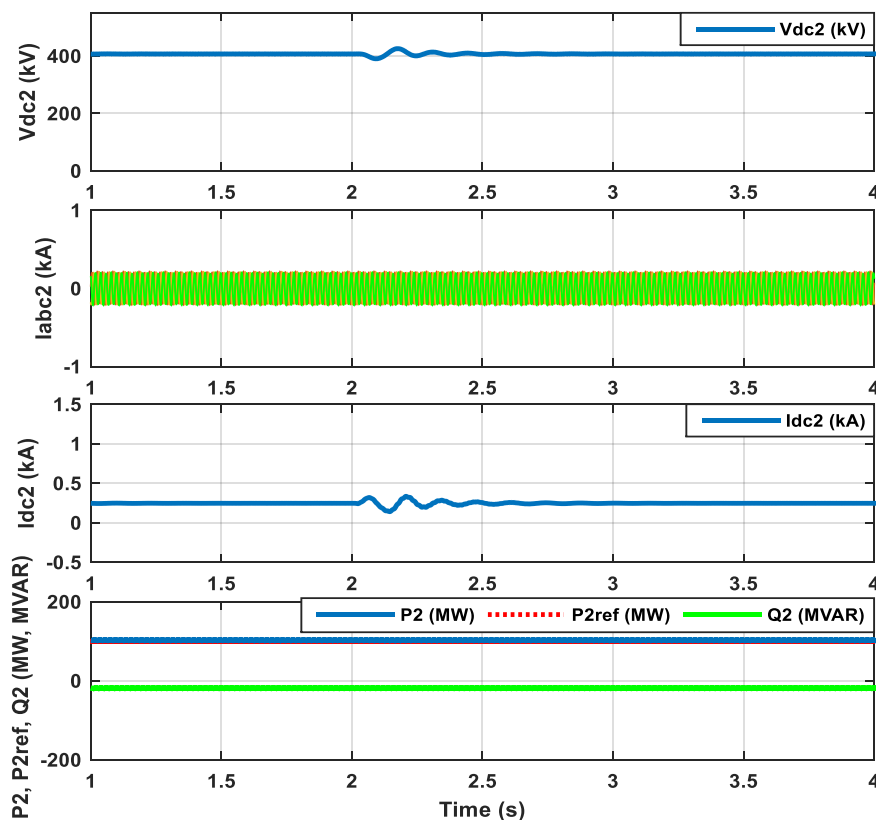
- La figure III.35 représente la réponse dynamique de la station VSC2 pendant le changement de sa valeur de référence de puissance active. Durant le changement, les courants AC et DC augmentent et en même temps la puissance réactive diminue. On constate aussi que le changement de puissance active coté VSC2 n'a aucun effet sur la stabilité de la tension DC à part quelques transitoires.
- Pendant le changement, et pour garantir la stabilité du système MTDC, le convertisseur maître va essayer de diminuer sa puissance active de 211 MW à 70 MW, et en même temps, la puissance réactive augmente comme le montre la figure III.34. En effet, le courant AC diminue de 0.4 kA à 0.16 kA, et le courant DC a le même comportement que la puissance active. On peut aussi voir dans cette figure, que le convertisseur maître va essayer de garder la tension DC avec sa valeur de référence.
- Il est clair que le changement de puissance du VSC2 n'affecte pas les grandeurs de la charge passive connectée avec le convertisseur VSC3, mis à part quelques perturbations observées.
- D'après la figure III.37, on observe que les tensions AC des trois convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3 restent stables durant la période de l'application de changement de puissance.

#### III.5.4- Court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur VSC3

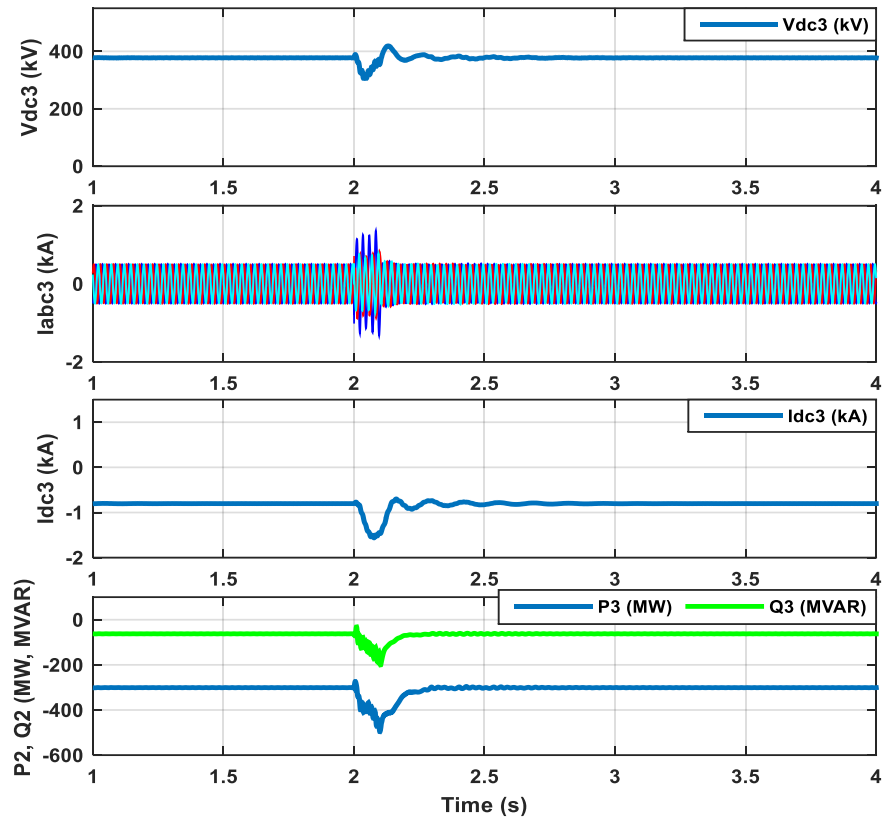
Afin de tester les performances du système MTDC connecté à un réseau passif, on applique un court-circuit monophasé à la terre proche de la charge passive (entre la charge et le convertisseur VSC3) à l'instant  $t = 2$  s durant 100 ms. Les résultats sont illustrés dans les figures III.38, III.39, III.40 et III.41.



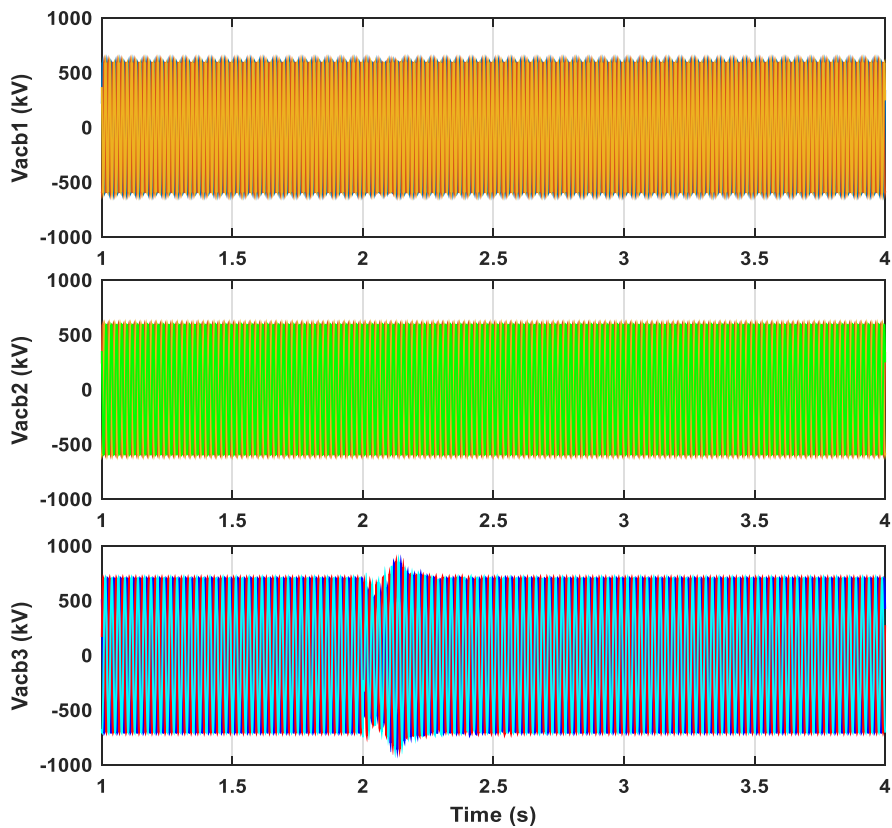
**Figure III. 38:** Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC1, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur VSC3 (commande : maître/esclave).



**Figure III.39:** Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC2, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur VSC3 (commande : maître/esclave)



**Figure III.40:** Tension DC, courant AC, courant DC, puissances active et réactive côté VSC3, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur VSC3 (commande : maître/esclave)



**Figure III.41 :** Tension AC des convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC3, suite à un court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur VSC3 (commande : maître/esclave)

Il apparaît clairement qu'un court-circuit monophasé à la terre proche de la charge passive, impacte significativement le courant AC du VSC3 comme le montre la figure III.40. De plus, l'allure de la puissance active et réactive est rendue instable durant cette courte période, mais elles se stabilisent après la disparition du défaut. On remarque aussi dans cette figure, que le courant DC a le même comportement que la puissance active, avec l'apparition d'un pic sur la tension DC.

La figure III.38 montre que le convertisseur maître va essayer de compenser le manque de puissance et augmente sa puissance active afin de stabiliser le système MTDC pendant le défaut monophasé. Donc le courant DC augmente avec un pic supérieur à celui du fonctionnement normal. De même une augmentation du courant AC. On constate aussi que la tension DC du convertisseur maître garde sa valeur de référence même pendant le défaut à part quelques fluctuations.

D'après la figure III.39, il est clair que le convertisseur VSC2 reste stable durant le défaut sauf certaines perturbations observées dans la tension DC et le courant DC.



### III.6- Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une vue globale d'un système MTDC à base des convertisseurs VSC et ses performances pendant le fonctionnement en deux régimes normal et transitoire.

La stratégie de contrôle maître/esclave implémenté dans un système VSC-MTDC à trois terminaux montre le bon fonctionnement de notre système. D'après cette stratégie, il convient que le convertisseur qui régule la tension DC (VSC1 dans notre cas) soit connecté au réseau AC le plus robuste. En effet, le contrôleur de la tension DC maintient cette tension constante en modifiant le flux de puissance à travers le convertisseur. Cependant, cette stabilité est très fragile du fait que si le convertisseur maître tombe en panne, tout le système MTDC sera en défaillance car le convertisseur maître est le seul à participer au réglage de la tension DC.

Les limites et contraintes de cette stratégie de commande en cas de défaillance du convertisseur maître ont été clairement explicitées. Une proposition de la stratégie de contrôle marge de tension a ensuite été présentée et implémenté dans notre système. Il a été montré que cette stratégie s'affranchit des inconvénients de la stratégie maître-esclave.

Cependant, dans cette stratégie, le problème se pose quand les deux convertisseurs changent leurs rôles (le contrôle de la tension DC et le contrôle de la puissance active), ce qui risque de déstabiliser le système MTDC durant le changement.

Le chapitre suivant sera dédié à l'implémentation d'une stratégie de contrôle appelée « statisme de tension », c'est une solution très intéressante pour corriger le problème des deux premières méthodes.

# **Chapitre 4**

## **Fonctionnement et commande d'un système VSC-MTDC par la méthode de statisme de tension**

---

Introduction

Système VSC-MTDC à 4 terminaux

Fonctionnement d'un système VSC-MTDC avec la commande statisme de tension (droop control)

Fonctionnement d'un système VSC-MTDC avec la commande statisme de tension à bande morte (Dead band droop control)

Conclusion

---

## IV.1- Introduction

Le contrôle de la tension du bus DC est l'une des principales difficultés rencontrées dans les réseaux VSC-MTDC. Pour partager la tâche du contrôle de la tension du réseau DC entre plusieurs stations de conversion, la technique bien connue « statisme de tension » peut être appliquée [108]. La méthode "statisme de tension" ou "Voltage Droop Control" est inspirée de la technique de réglage primaire de la fréquence ("frequency-droop") dans les réseaux AC, mais il y a aussi quelques différences dues aux chutes de tension de la ligne DC. La fréquence dans les réseaux AC est une mesure universelle de la charge du système et donc le moyen d'équilibrer automatiquement le flux de puissance [84].

La tension DC peut également jouer un rôle similaire dans les réseaux DC, la principale différence provenant des résistances des lignes DC. Les résistances de ligne DC via les différences de tension aux terminaux, influencent le contrôleur de statisme de deux manières, à savoir dans le contrôle de la puissance fixe (état permanent) et dans le contrôle de la puissance d'équilibrage du réseau en courant continu (après l'apparition d'un manque / d'un excédent de puissance), c'est le même cas dans le régime transitoire [81].

Dans le régime permanent, l'objectif principal est d'obtenir un flux de puissance égal à la valeur initialement programmée pour chacun des terminaux VSC-MTDC. Cet objectif est atteint en éliminant l'erreur de la tension DC en régime permanent dans le contrôleur de statisme [115-116]. Cela implique que, dans une analyse de flux de puissance dans l'ensemble du réseau MTDC, il est nécessaire de déterminer les références des tensions continues appropriées. Outre le flux de puissance fixe, les chutes de tension de la ligne DC ont également une influence plus subtile sur la puissance partagée dans les réseaux MTDC avec la commande de statisme. Les tensions du bus DC de tous les terminaux changent chaque fois qu'il y a un changement de puissance dans le réseau DC [117].

Dans ce chapitre, nous avons proposé un système VSC-MTDC de type radial à quatre terminaux. La technique de commande de statisme de tension est appliquée dans les deux régimes, normal et transitoire. Le scénario de la déconnexion du convertisseur équipé de la commande de statisme, est également considéré. Autre stratégie de commande de statisme de tension a été testée dans ce chapitre, à savoir, la commande de statisme de la tension à bande morte.

## IV.2- Système VSC-MTDC à 4 terminaux

Dans cette partie, nous allons discuter le fonctionnement d'un système VSC-MTDC à 4 terminaux. Ce système est constitué de quatre stations connectées aux réseaux AC, comme le montre la figure IV.1 [118]. Les deux convertisseurs VSC1 et VSC2 fonctionnent en mode de contrôle de statisme et de tension AC (VDC/P contrôle et VAC contrôle), tandis que, les convertisseurs VSC3 et VSC4 fonctionnent en de contrôle de puissance active et tension AC (P contrôle et VAC contrôle). L'implémentation de la stratégie de commande "statisme de la tension DC" dans notre modèle est résumée dans le tableau IV.1. Les paramètres de notre système sont donnés dans le tableau A.2 de l'annexe.

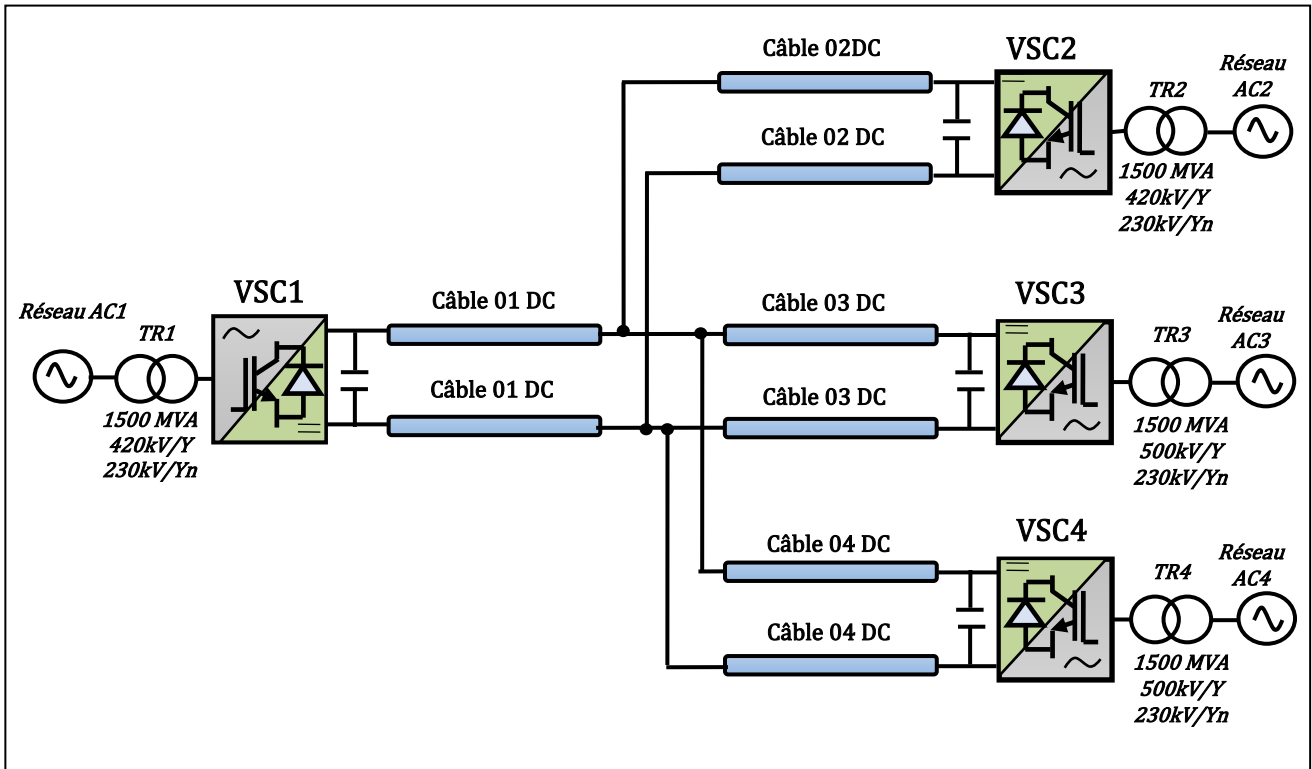


Figure IV.1 : Système VSC-MTDC à 4 terminaux.

Tableau IV.1 : Références de puissance, tension DC et coefficients de statisme des convertisseurs (commande : statisme de tension).

Station	VSC1	VSC2	VSC3	VSC4
Mode de réglage	Statisme de tension	Statisme de tension	Contrôle de la puissance active	Contrôle de la puissance active
Valeur de statisme (kV/MW)	0.02	0.02	/	/
Tension DC de référence (kV)	400	400	/	/
Puissance Active de référence (MW)	100	100	-300	100

### IV.3- Fonctionnement d'un système VSC-MTDC avec la commande statisme de tension (droop control)

#### IV.3.1- VSC1 et VSC2 ont la même valeur de statisme

Les principes de fonctionnement de la méthode de statisme de tension dans un MTDC à 4 terminaux sont illustrés par la figure IV.2 sous forme de caractéristiques PV. Dans ces caractéristiques, les points de fonctionnement initial sont indiqués par les croix vertes. Ces points de fonctionnement sont indicatifs ; ils ne prennent pas en compte les pertes du réseau MTDC et les chutes de tension des câbles. La partie de la déviation de puissance qui traverse la station de conversion est définie par sa valeur de statisme (par exemple  $\rho_{Vdc1} = \rho_{Vdc2} = 0,02 \text{ kV/MW}$ ). Cette

valeur de statisme est utilisée pour les deux stations VSC1 et VSC2. Suite à une variation de puissance côté VSC3 de -300 MW à -200 MW ( $P_{3n}=-200$  MW,  $\Delta P_3=100$  MW). Cette perte de production est également partagée entre les deux stations de conversion VSC1 et VSC2 puisqu'elles ont la même valeur de statisme :

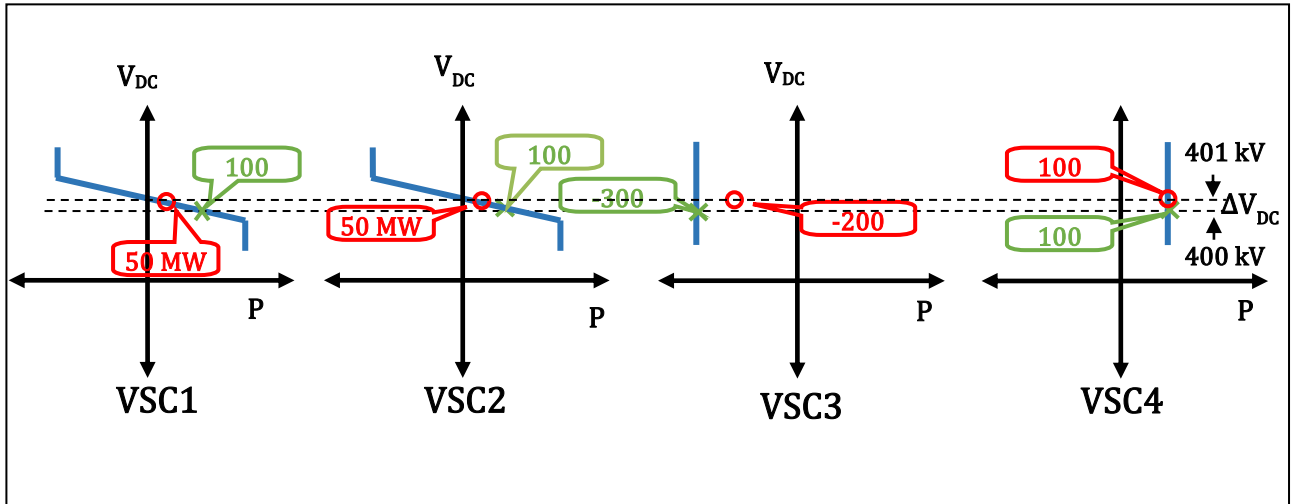
$$P_{1n} = P_{10} - \Delta P_3 \frac{\rho_{Vdc2}}{\rho_{Vdc1} + \rho_{Vdc2}} = 100 - 100 \times \frac{0.02}{0.02+0.02} = 50 \text{ MW} \quad (\text{IV.1})$$

$$P_{2n} = P_{20} - \Delta P_3 \frac{\rho_{Vdc1}}{\rho_{Vdc1} + \rho_{Vdc2}} = 100 - 100 \times \frac{0.02}{0.02+0.02} = 50 \text{ MW} \quad (\text{IV.2})$$

Comme les caractéristiques PV, les stations de conversion avec la commande de statisme de tension sont en pente, la modification du point de fonctionnement de la puissance entraîne une déviation de la tension DC également.

$$\Delta V_{DC} = 50 \text{ MW} \times 0.02 = 1 \text{ kV} \quad (\text{IV.3})$$

Le nouveau point de fonctionnement est représenté par des cercles rouges dans la figure IV.2.



**Figure IV.2 :** Caractéristiques PV avec la commande statisme de tension appliquée à un système VSC-MTDC à quatre terminaux.

Pour tester la performance de la commande statisme de tension, on va simuler un certain nombre de scénarios comme suit :

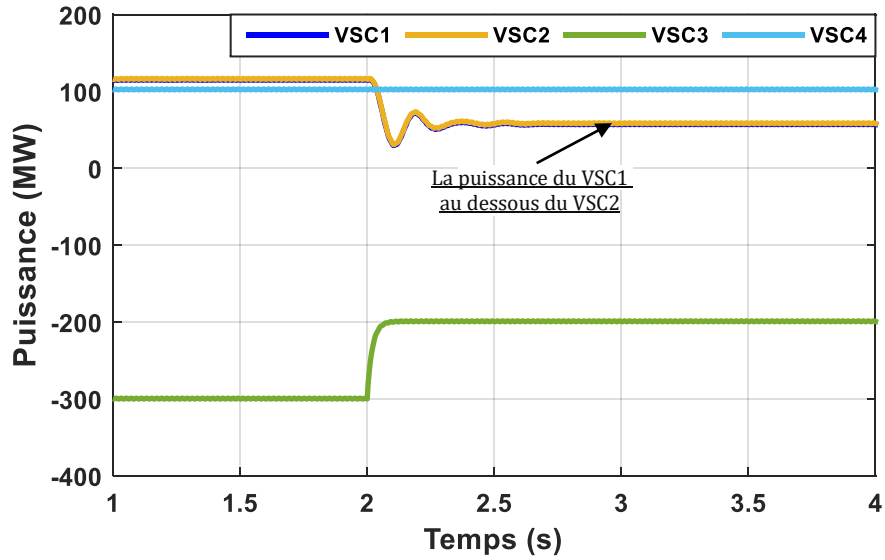
- 1) Variation de la puissance active côté VSC3.
- 2) Court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3.
- 3) Déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande « statisme de tension »

#### ***IV.3.1.1-Variation de la puissance active côté VSC3***

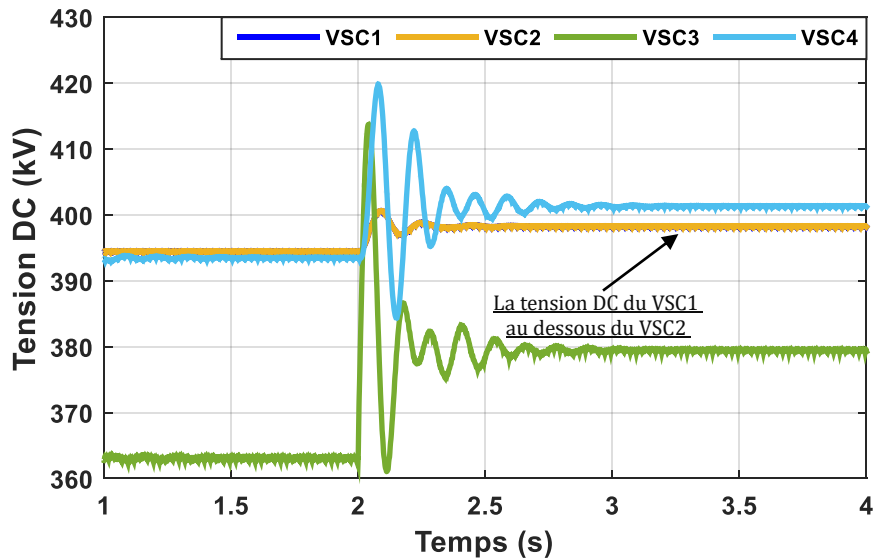
Dans cette partie, pour tester les performances du système VSC-MTDC avec la méthode statisme de tension durant le changement de puissance, on change la valeur de référence de la puissance active  $P_{3ref}$  du convertisseur VSC3 équipé du contrôle de la puissance active de -300 MW à -200 MW à l'instant  $t = 2$  s. À l'état initial, les puissances des différents convertisseurs sont décrites dans le Tableau IV.2.

**Tableau IV.2 :** Références de puissance, tension DC et coefficients de statisme des convertisseurs (commande : statisme de tension).

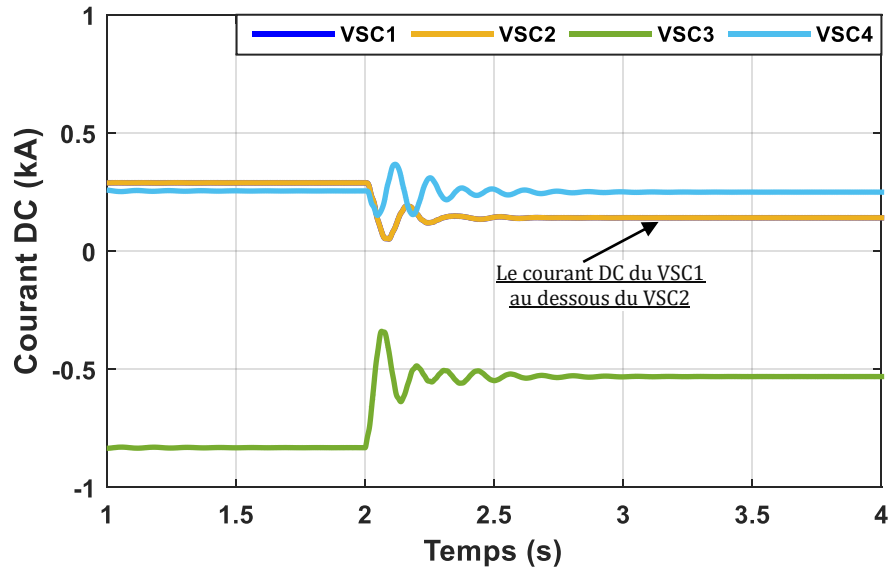
Station	VSC1	VSC2	VSC3	VSC4
Puissance Active (MW)	115	116	-300	100



**Figure IV.3 :** Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension).



**Figure IV.4 :** Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension).



**Figure IV.5 :** Courants DC circulant dans le réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension).

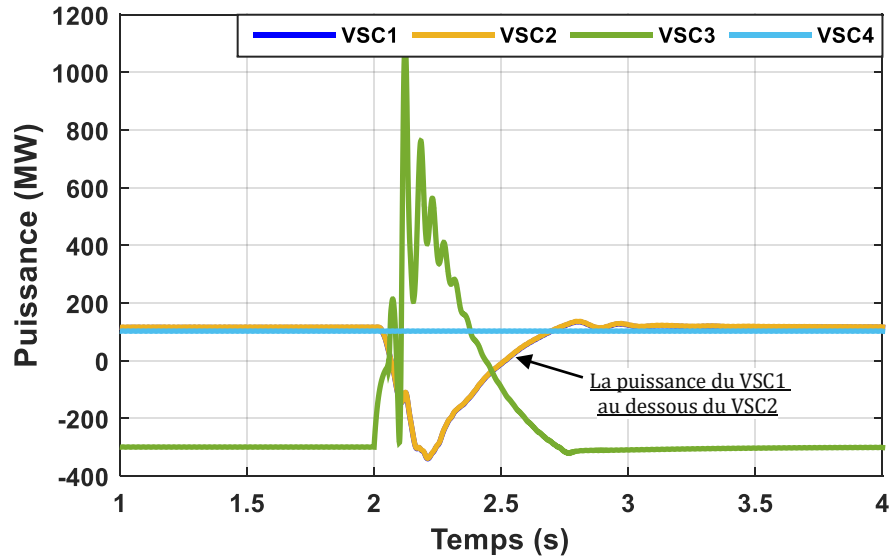
VSC3 (commande : statisme de tension).

D'après les résultats de simulation schématisés sur les figures (IV.3- IV.5), on peut tirer les remarques suivantes :

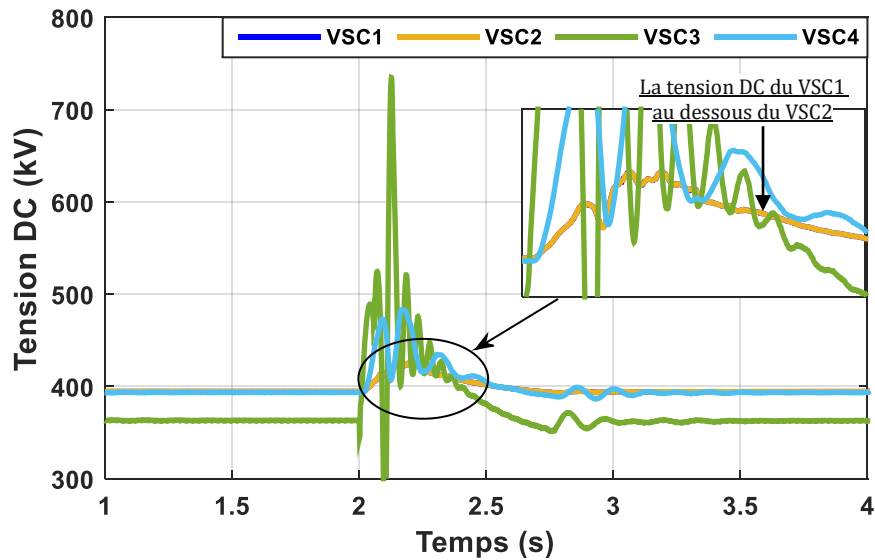
- À l'état initial, le transit de puissance dans notre système MTDC radial, présente des pertes de puissance très importantes.
- Suite au changement de la puissance active côté VSC3 de -300 MW à -200 MW, et contrairement à la stratégie de commande maître-esclave, la commande statisme de tension force les deux convertisseurs VSC1 et VSC2 à participer, tous les deux, à l'effort commun pour stabiliser le système, en consommant l'excès de puissance engendré par le changement de la puissance du VSC3. Les deux convertisseurs ont le même coefficient de statisme (0.02 kV/MW), et par conséquent, ils ont pratiquement le même comportement lors de la participation qui est de l'ordre de 57 MW pour chaque convertisseur, comme le montre la figure IV.3. On constate aussi que le changement n'affecte pas l'allure de la puissance active du VSC2.
- Sur la Figure IV.4, on remarque qu'après le changement, la tension DC des convertisseurs VSC1 et VSC2 augmente de 4 kV et se stabilise à une valeur supérieure à celle du point de fonctionnement précédent. Le point de fonctionnement des deux convertisseurs s'est déplacé sur la droite tension-puissance conformément à la figure IV.2 avec un coefficient de statisme de tension (0.02 kV/MW). De même, les tensions DC des VSC3 et VSC4 augmentent de 16 kV et 8 kV respectivement.
- La figure IV.5, montre que l'allure du courant DC circulant dans le réseau MTDC a la même forme de la puissance active transitant sur le réseau. Après le changement, les courants DC des VSC1 et VSC2 diminuent de 0.25 kA à 0.15 kA. En même temps, celui du VSC3 augmente de -0.8 kA à -0.51. On remarque aussi que le courant DC du VSC4 reste sans changement avec des petites oscillations pendant quelques millisecondes.

**IV.3.1.2- Court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3**

Un court-circuit triphasé à la terre du côté AC du convertisseur VSC3 a été appliqué au point de couplage commun PCC à l'instant  $t = 2s$  durant 100 ms. Dans ce test, on garde les mêmes valeurs de référence de la tension DC et puissance active et les coefficients de statisme de tension de notre modèle. Les résultats de simulation sont donnés par les figures (IV.6- IV.8).

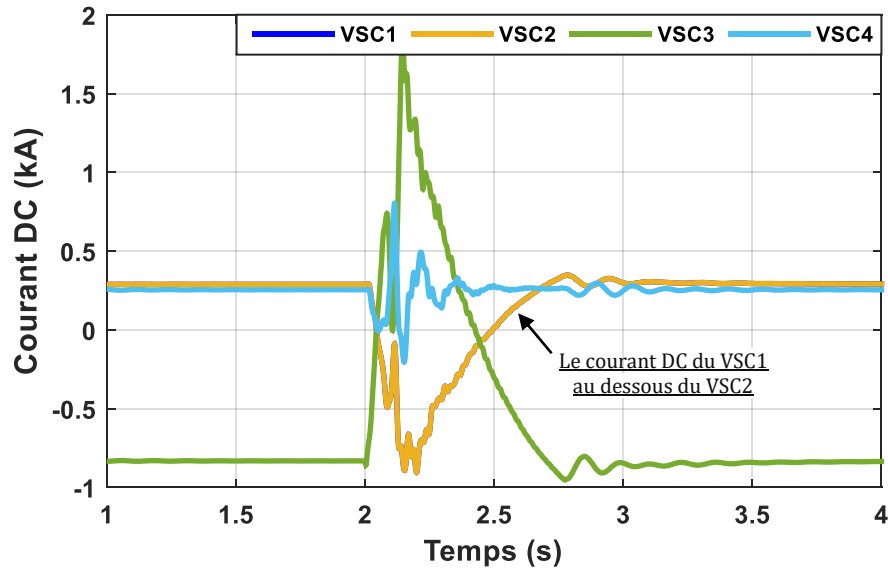


**Figure IV.6 :** Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension).



**Figure IV.7 :** Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension).





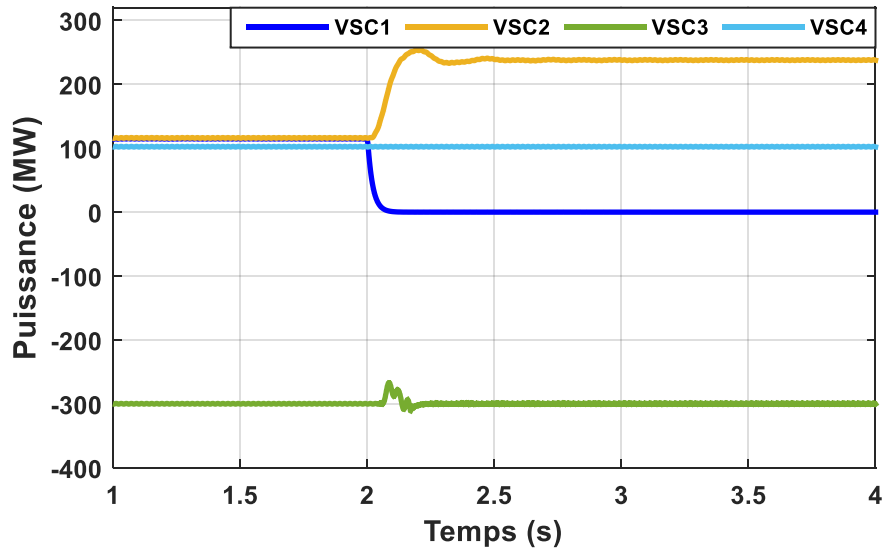
**Figure IV.8 :** Courants DC circulants dans le réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension).

Les résultats de simulation ont permis de tirer les remarques suivantes :

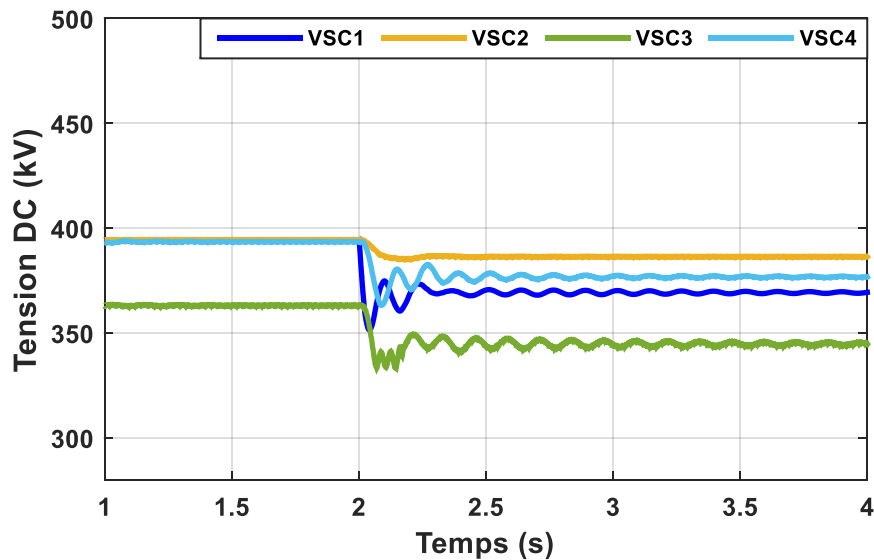
- Pendant la période de défaut, la puissance active du VSC3 est devenue instable. Le convertisseur VSC3 bascule du mode de fonctionnement onduleur vers le mode redresseur, mais elle se stabilise après 1s comme le montre la figure IV.6. Pour assurer la stabilité du système MTDC, la commande « statisme de tension » force les deux convertisseurs VSC1 et VSC2 à basculer du mode redresseur vers le mode onduleur durant cette courte période, et ce, afin de consommer l'excès de puissance engendré par le défaut. La puissance active du VSC4 reste sans changement durant le défaut.
- Comme on peut le voir à la figure IV.7, des oscillations très importantes de la tension DC du convertisseur VSC3 et celle du VSC4. Elles deviennent instables pendant cette courte durée. Les tensions DC des convertisseurs VSC1 et VSC2 augmentent de façon identique avec des mêmes déviations en raison de la diminution de leurs puissances.
- La figure IV.8 montre que durant le défaut, le courant DC du VSC3 augmente rapidement. Il peut atteindre jusqu'au double de sa valeur nominale. Et en même les courants du VSC1 et VSC2 diminuent leurs valeurs. Le courant DC du VSC4 reste à la même valeur avec des petites oscillations pendant quelques millisecondes.
- Le système MTDC se stabilise après 1s de l'élimination du défaut.

#### **IV.3.1.3- Déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande « statisme de tension »**

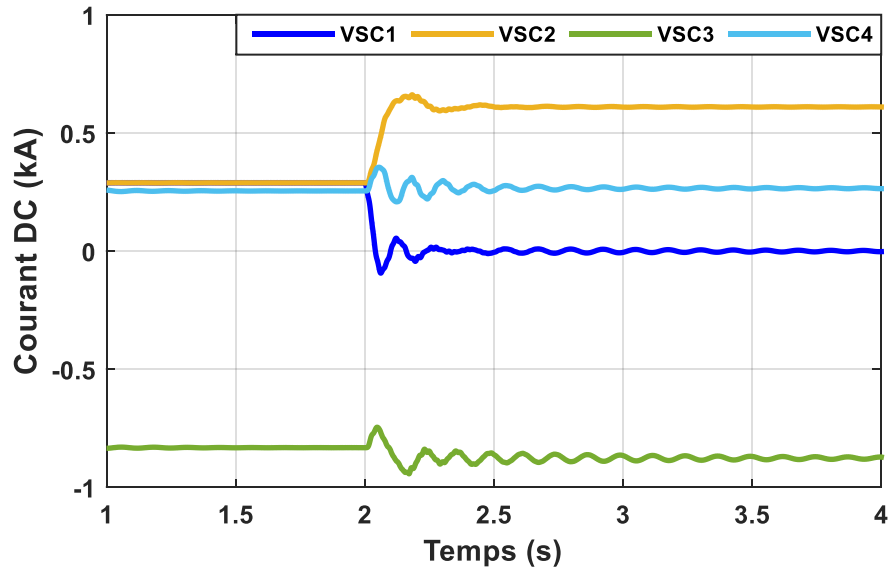
Le fonctionnement de notre système MTDC en cas de perte du convertisseur VSC1 qui est équipé de la commande « statisme de tension » est testé dans cette partie. On garde les mêmes valeurs de référence de notre modèle déjà utilisé. La déconnexion du VSC1 est effectuée à l'instant  $t = 2$  s. Les résultats de simulations sont donnés par les figures (IV.9- IV.11).



**Figure IV.9 :** Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande « statisme de tension » (commande : statisme de tension).



**Figure IV.10 :** Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension (commande : statisme de tension).



**Figure IV.11** : Courants DC circulants dans le réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension (commande : statisme de tension).

Comparativement aux deux commandes maître/esclave et la marge de tension, la commande statisme de tension donne des meilleures performances en ce qui concerne le transit de puissance dans le réseau MTDC après la déconnexion du VSC1, comme le montre la figure IV.9. On constate sur cette figure que la puissance active du VSC1 tombe à zéro et en même temps le convertisseur VSC2 commence à augmenter sa puissance de 115 MW à 238 MW afin de compenser le déficit de puissance engendré par la perte d'un convertisseur. La puissance active du VSC3 garde sa valeur avec des petites oscillations pendant quelques millisecondes.

La tension DC du VSC3 diminue de 29 kV, et en même temps celle du VSC2 de 9.5 kV en raison d'augmentation de la puissance du VSC2. La tension DC du VSC1 diminue également, de 16.5 kV, comme le montre la figure IV.10. La déconnexion entraîne des oscillations de la tension DC aux bornes des convertisseurs VSC1, VSC3 et VSC4.

D'après la figure IV.11, le courant DC du VSC1 tombe à zéro. En même temps, le courant DC du VSC2 augmente de 0.29 kA à 0.61 kA. Celui du VSC3 diminue de -0.83 kA à 0.86 kA à cause du changement de la tension DC du VSC3. Le courant DC du VSC4 augmente de 0.25 kA à 0.26 kA après la déconnexion.

#### IV.3.2- VSC1 et VSC2 ont des valeurs différentes de statisme

Dans le cas où la valeur de statisme de la première station VSC1 (0.04 kV/MW par exemple) égale au double de la valeur de statisme de la deuxième station VSC2 (0.02 kV/MW), la portion de la déviation de puissance qui passe par la première station doit être impérativement égale à la moitié de celle de la seconde station.

À titre d'exemple, suite à une variation de puissance côté VSC3 de -300 MW à -200 MW ( $P_{3n} = -200$  MW,  $\Delta P_3 = 100$  MW). Cette perte de production sera partagée entre les deux stations de conversion VSC1 et VSC2 comme suit :

$$P_{1n} = P_{10} - \Delta P_3 \frac{\rho_{Vdc2}}{\rho_{Vdc1} + \rho_{Vdc2}} = 100 - 100 \times \frac{0.02}{0.04 + 0.02} = 66.66 \text{ MW} \quad (\text{IV.4})$$

$$P_{2n} = P_{20} - \Delta P_3 \frac{\rho_{Vdc1}}{\rho_{Vdc1} + \rho_{Vdc2}} = 100 - 100 \times \frac{0.04}{0.04 + 0.02} = 33.33 \text{ MW} \quad (\text{IV.5})$$

Dans cette partie, nous avons simulé plusieurs scénarios, en utilisant la stratégie de commande "statisme de tension DC". Ensuite, nous avons comparé le comportement du système pour deux valeurs différentes de statisme, comme le montre le tableau IV.3.

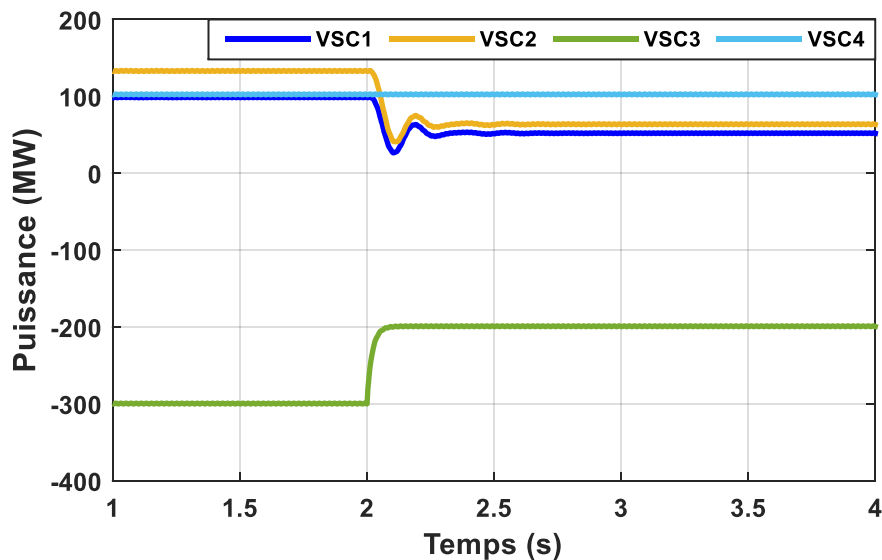
- 1) Variation de la puissance active côté VSC3.
- 2) Court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3.
- 3) Variation de puissance côté VSC3 avec différentes valeurs du coefficient de statisme.

**Tableau IV.3 :** Références de puissance, tension DC et coefficients de statisme des convertisseurs (commande : statisme de tension).

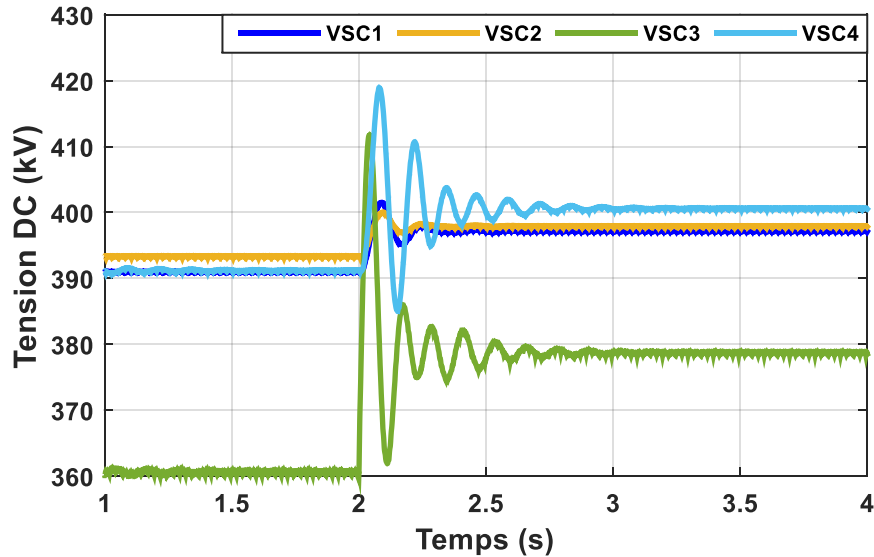
Station	VSC1	VSC2	VSC3	VSC4
Valeur de statisme (kV/MW)	0.04	0.02	/	/
Tension DC de référence (kV)	400	400	/	/
Puissance active de référence (MW)	100	100	-300	100

#### IV.3.2.1- Variation de la puissance active côté VSC3

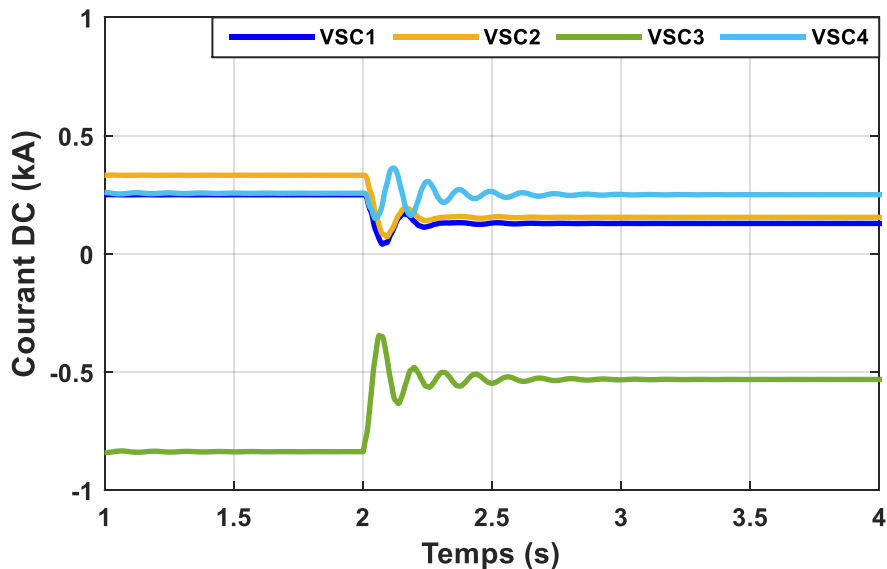
À l'instant  $t = 2$  s, nous avons changé la valeur de référence de la puissance active  $P_{3ref}$  du convertisseur VSC3 de -300 MW à -200 MW. À l'état initial, les convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC4 injectent des puissances de 98 MW, 133 MW et 100 MW respectivement, tandis que le convertisseur VSC3 consomme une puissance de -300 MW. Les résultats de simulation sont représentés sur les figures (IV.12- IV.14).



**Figure IV.12 :** Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension).



**Figure IV.13 :** Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension).



**Figure IV.14 :** Courants DC circulants dans le réseau MTDC, suite à une variation de la puissance active côté VSC3 (commande : statisme de tension).

Après le changement de la puissance côté VSC3, les deux convertisseurs équipés du contrôle « statisme de tension » réagissent afin de consommer l'excès de puissance et de stabiliser le système MTDC (voir la figure IV.12). Étant donné que le coefficient de statisme du VSC1 égale au double de celui du VSC2, la participation du VSC1 est presque la moitié de celle du VSC2. La puissance du VSC4 reste sans changement.

Sur la figure IV.13, on remarque des déviations sur l'allure de la tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC. Les tensions DC des VSC1, VSC2, VSC3 et VSC4 augmentent de 6 kV, 4 kV, 18 kV et 9 kV respectivement.

IV.3.2.2- Court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3

Un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 est appliqué à l'instant  $t=2$  s durant 100 ms. Les figures (IV.15- IV.17), montrent le comportement du système MTDC suite à ce défaut.

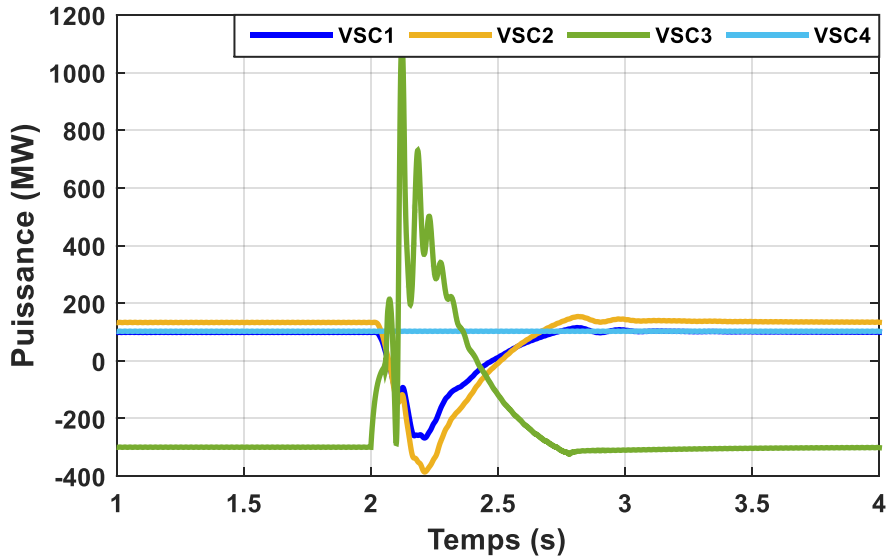


Figure IV.15 : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension).

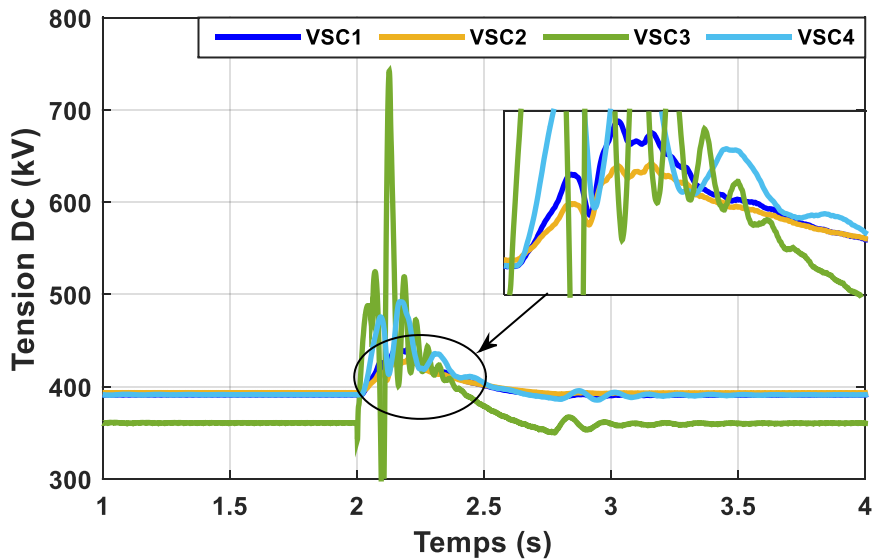
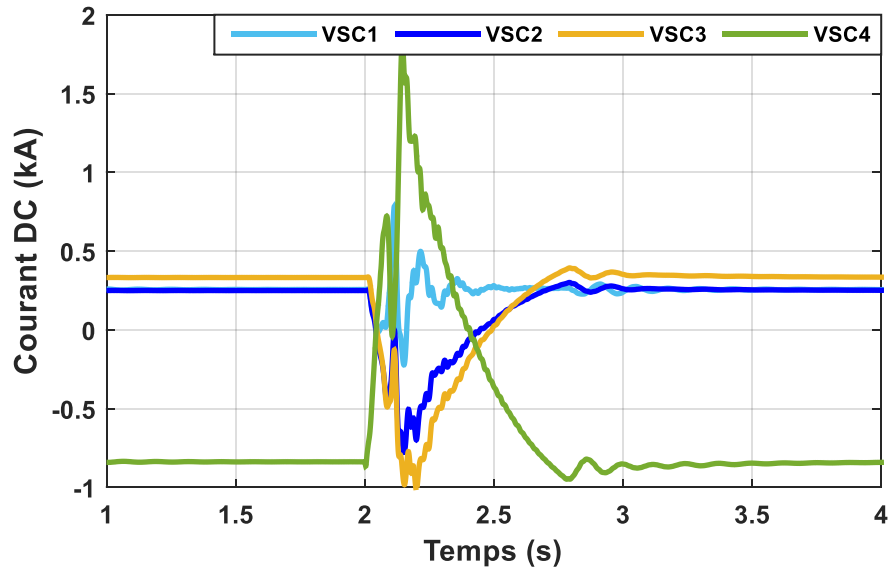


Figure IV.16 : Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension).



**Figure IV.17 :** Courants DC circulants dans le réseau MTDC, suite à un court-circuit triphasé à la terre côté AC du VSC3 (commande : statisme de tension).

Dès l'application du défaut, la puissance active du VSC3 augmente et bascule du mode de fonctionnement onduleur vers le mode redresseur, mais elle se stabilise après la disparition du défaut. En réponse, les deux convertisseurs VSC1 et VSC2 diminuent leurs puissances afin de stabiliser le système MTDC durant ce défaut (voir la figure IV.15). La participation des deux convertisseurs VSC1 et VSC2 est en fonction du coefficient de statisme de chaque convertisseur. On voit aussi que le défaut n'affecte pas la puissance active du VSC4.

Comme on peut le voir à la figure IV.16, la tension DC du VSC3 devient instable pendant le défaut. Par conséquent, on remarque des déviations acceptables sur la tension DC des convertisseurs VSC1 et VSC2, toujours en fonction des coefficients de statisme. La tension DC du VSC4 aussi devient instable pendant cette courte durée.

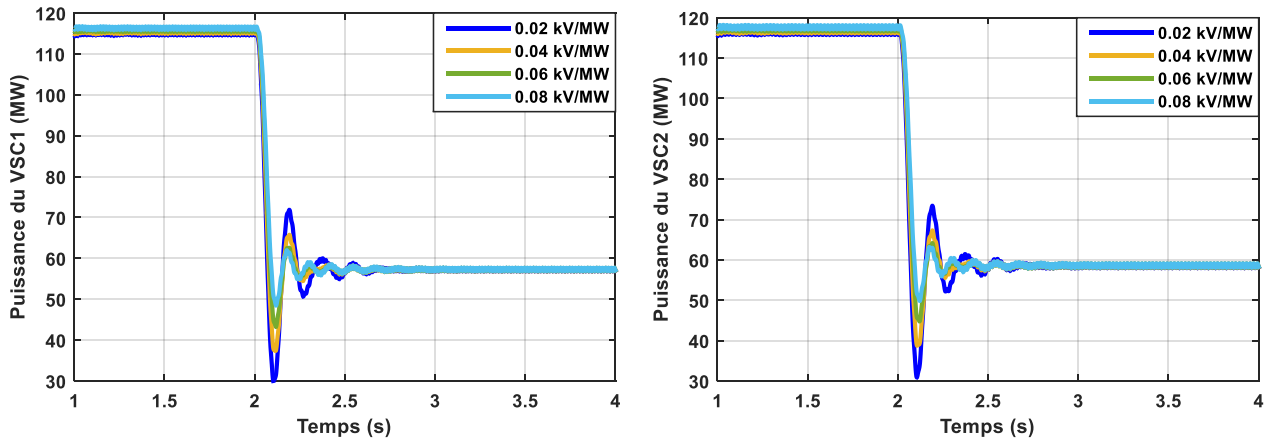
Sur la figure 3.19, le courant DC du VSC3 augmente rapidement plus de deux fois par rapport à la valeur nominale durant ce défaut. En même temps, les courants DC des VSC1 et VSC2 diminuent selon leurs coefficients de statisme. Le courant DC du VSC4 présente des petites oscillations durant la période du défaut.

#### IV.3.2.3- Variation de puissance côté VSC3 avec différentes valeurs du coefficient de statisme

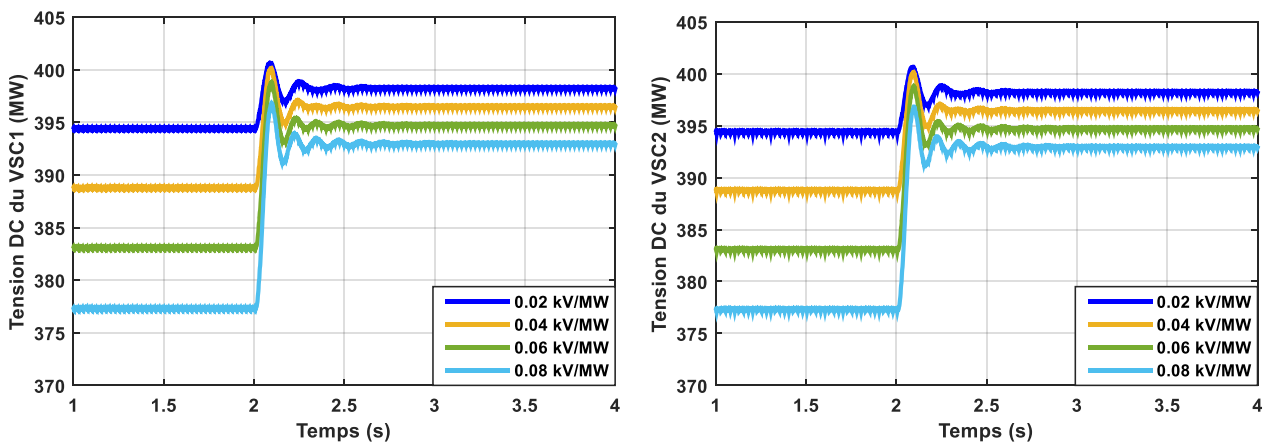
Dans ce test, une variation de puissance côté VSC3 de -300 MW à -200 MW avec différentes valeurs du coefficient de statisme pour les deux convertisseurs VSC1 et VSC2, selon le tableau IV.5. On garde à chaque test la même tension de référence et la même puissance de référence.

**Tableau IV.4 :** Différentes valeurs de statisme pour une variation de puissance côté VSC3.

Station	VSC1	VSC2
Valeur de statisme (kV/MW)	0.02	0.02
	0.04	0.04
	0.06	0.06
	0.08	0.08



**Figure IV.18 :** Puissance transmise par les convertisseurs VSC1 et VSC2 pour différentes valeurs du coefficient de statisme de tension.



**Figure IV.19 :** Tension DC aux bornes des convertisseurs VSC1 et VSC2 pour différentes valeurs du coefficient de statisme de tension.

Les deux figures IV.18 et IV.19, représentent le comportement des VSC1 et VSC2 de notre système MTDC étudié précédemment. Nous avons simulé le changement de la puissance du côté VSC3 pour différentes valeurs du coefficient de statisme. Avant le changement de la puissance, la valeur de coefficient détermine la valeur initiale de la tension DC. Plus le coefficient de statisme est faible, la tension DC mesurée sera plus proche à la valeur de référence (notre cas  $V_{DC-ref} = 400$  kV).

Après le changement, la valeur du coefficient de statisme de tension détermine aussi la déviation de la tension DC. Plus le coefficient de statisme est élevé, plus la déviation en tension est élevée. De plus, le coefficient de statisme est inversement proportionnel au dépassement de la puissance active. Plus le coefficient, est élevé, le dépassement est moins important.



#### IV.4- Fonctionnement d'un système VSC-MTDC avec la commande statisme de tension à bande morte (Dead band droop control)

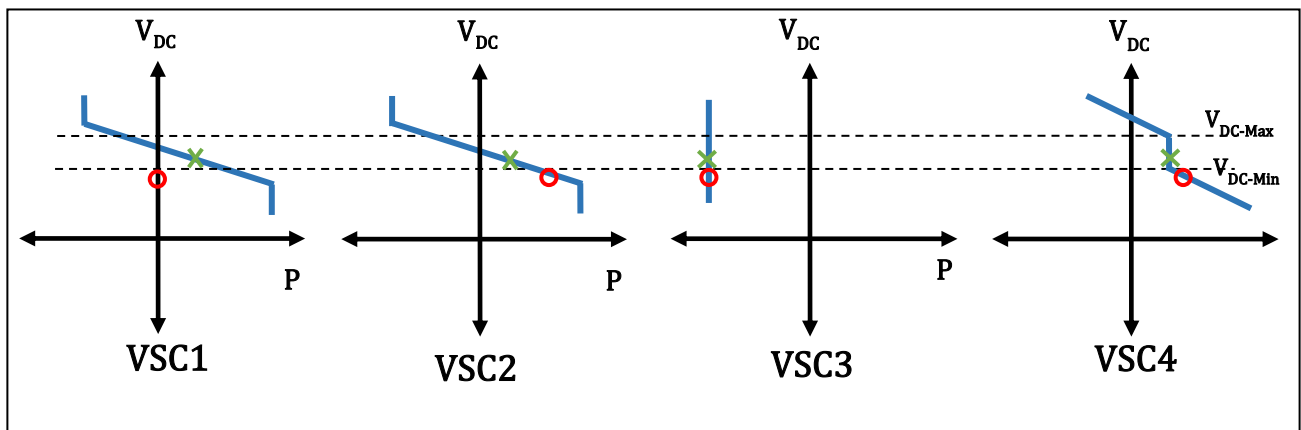
Le contrôle du statisme à bande morte permet de combiner les deux commandes, la marge de tension et le statisme de la tension dans chaque terminal du convertisseur. Ceci, afin d'améliorer sa réponse dynamique et sa flexibilité dans le réseau MTDC [123].

En cas d'un faible écart de puissance, la tâche d'équilibre sera assumée par les stations qui sont classiquement contrôlées par la méthode de statisme. Cependant, en cas d'un écart important, alors, la tension continue atteint une première limite critique, et les stations qui étaient initialement en mode de contrôle de puissance constante, passent en mode de contrôle de statisme afin de soutenir la tension DC et de contribuer à l'effort d'équilibrage [124].

Pour tester l'efficacité de cette commande dans notre modèle VSC-MTDC à quatre terminaux, les deux stations VSC1 et VSC2 seront dotées de boucles de commande de statisme, la station VSC3 sera dotée du mode de contrôle en puissance constante, et finalement, la station VSC4 fonctionnera en mode de contrôle de statisme à bande morte.

La figure IV.20 montre les caractéristiques puissances / tensions DC de notre système VSC-MTDC à quatre terminaux équipés de la commande statisme de tension à bande morte [124], [125].

À l'état initial (croix verte), la station équipée du mode de statisme à bande morte fonctionne en mode de puissance constante. Une fois la station VSC1 est hors service (cercles rouges), le niveau de tension DC dépasse la limite de tension minimale, et par conséquent, la station VSC2 augmente sa puissance, afin de stabiliser le système et réduire la déviation de la tension DC. La station VSC4 équipée du mode de contrôle de statisme à bande morte change alors son mode de contrôle à statisme de tension et aide le VSC2 pour équilibrer le transit de puissance dans le système MTDC. La figure IV.21 montre un contrôleur de statisme de tension à bande morte.



**Figure IV.20 :** Caractéristiques PV avec la commande statisme à bande morte appliquée au système MTDC à quatre terminaux.

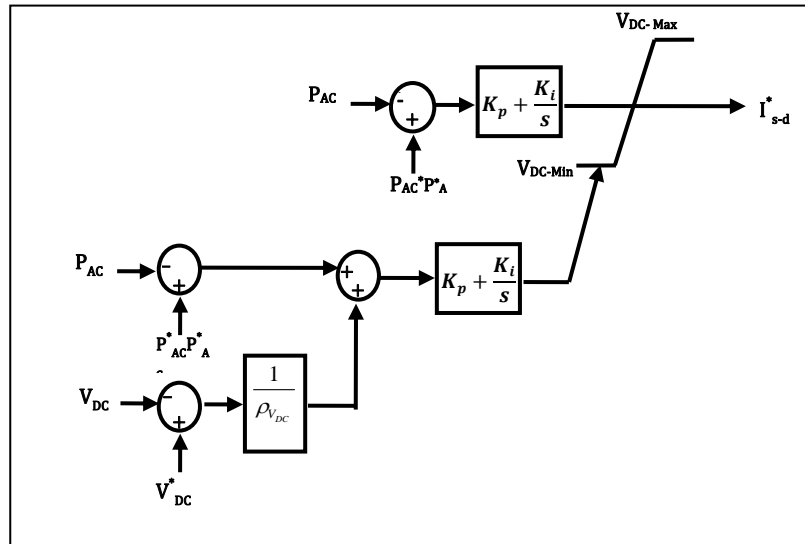


Figure IV.21 : Contrôleur de statisme de tension à bande morte.

#### IV.4.1- Déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande « statisme de tension »

Pour illustrer l'efficacité de la stratégie de commande proposée, une déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension, et ce à l'instant  $t = 2s$ . Les valeurs des coefficients de statisme pour les deux stations VSC1 et VSC2 sont les mêmes (0.02 kV/MW), avec les valeurs de référence de tension et de puissance (400 kV et 100MW). La station VSC3 équipée du mode de puissance avec la valeur de référence -300 MW. À l'état initial, la station VSC4 équipée du mode de puissance avec le statisme de tension à bande morte, régule le flux de puissance à sa valeur de référence 100 MW. Après la déconnexion du VSC1, la valeur de statisme du VSC4 change à (0.02 kV/MW) avec les valeurs de références de tension et de puissance (100MW et 400 kV). L'évolution des tensions DC, des puissances et des courants DC suite à la déconnexion du VSC1 est illustrée par les figures (IV.22-IV.24).

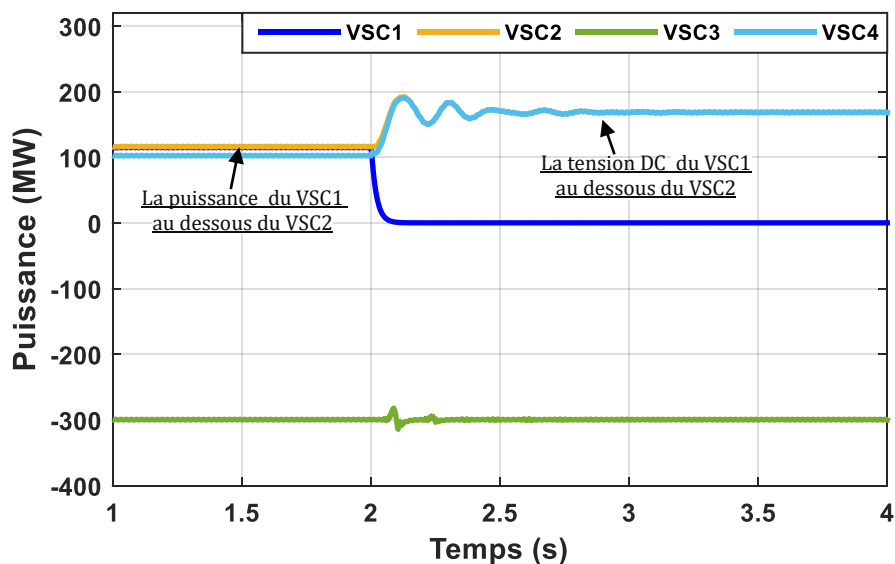
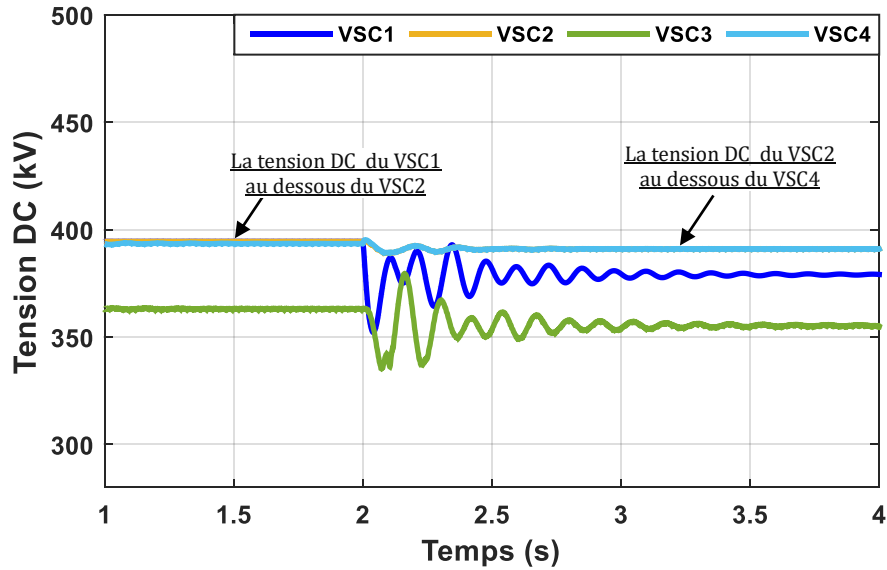
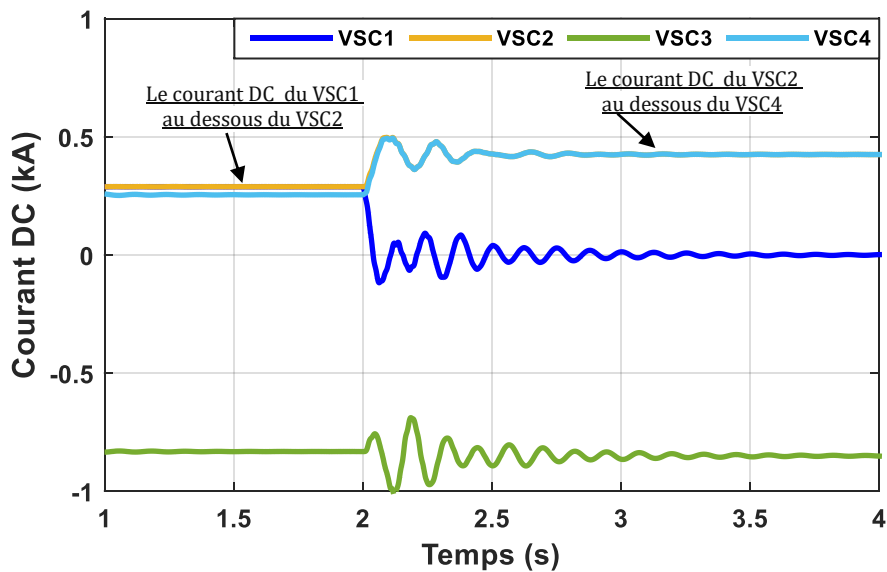


Figure IV.22 : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension (commande : VSC4 statisme de tension à bande morte).



**Figure IV.23 :** Tensions DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension (commande : VSC4 statisme de tension à bande morte).



**Figure IV.24 :** Courants DC circulant dans le réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé de la commande statisme de tension (commande : VSC4 statisme de tension à bande morte).

D'après les résultats de simulation, nous remarquons qu'avec la commande statisme à bande morte comparativement à la commande conventionnelle donne une réponse dynamique plus satisfaisante.

À partir de la figure IV.22, on peut voir que lors de la déconnexion du VSC1, la puissance active du VSC1 tombe à zéro. À ce moment, le VSC2 équipé du mode de statisme, augmente sa puissance de 53 MW, le VSC4 équipé du mode de puissance avec statisme à bande morte change son mode à statisme de tension afin d'aider le VSC1, et augmente sa puissance de 67 MW. On peut constater aussi que la déconnexion n'affecte pas l'allure de la puissance du VSC3, comparativement à la commande de statisme conventionnelle.

Après la déconnexion, les déviations de la tension DC des convertisseurs VSC2 et VSC4 diminuent avec la commande statisme à bande morte par rapport à la commande statisme conventionnelle. Les tensions DC des VSC2 et VSC4 diminuent de 3.5 kV chacun, et celles des VSC1 et VSC3 baissent leurs valeurs de 15.5 kV et 7.5 kV respectivement, comme le montre la figure IV.23. On peut voir aussi, des petites oscillations entraînées de la tension DC des convertisseurs VSC1 et VSC3, pendant une petite seconde seulement.

## IV.5- Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le fonctionnement d'un système VSC-MTDC à quatre terminaux avec l'implémentation de la commande statisme de tension. L'efficacité de la stratégie de commande a été validée par simulation dans les régimes normal et transitoire.

La commande statisme de tension présente de meilleures performances sur le transit de puissance dans le réseau MTDC en raison de la capacité de partage de la puissance. Le choix du coefficient de statisme dépend de la déviation de la tension DC ainsi que les performances de puissance. Si le coefficient de statisme est faible, la qualité de la tension DC est plus performante, mais la puissance DC dévient de sa valeur de référence, ce qui entraînera un faible taux d'utilisation de la capacité de transmission du réseau DC. Cependant, si le coefficient de statisme est élevé, la caractéristique de la puissance active partagée est meilleure, mais la valeur de déviation de la tension DC sera plus grande, ce qui entraîne une faible qualité de la tension DC.

En outre, nous avons testé la commande de statisme à bande morte afin de réduire la déviation de la tension DC, enregistrée dans le cas d'utilisation de la commande de statisme conventionnelle. Il a été démontré par des simulations que la commande de statisme à bande morte, peut améliorer efficacement le comportement du système lors de la déconnexion du convertisseur équipé de la commande statisme. Ceci, en raison de l'augmentation de nombre de stations participant au réglage de la tension DC, ce qui influe positivement la déviation en tension du système.

Le chapitre suivant sera consacré essentiellement à l'étude d'une liaison VSC-MTDC à configuration maillée.

# **Chapitre 5**

## **Systemes VSC-MTDC maillés au service d'un « Supergrid »**

---

Introduction

Systeme MTDC au service d'un super-réseau « Supergrid »

Systeme MTDC maillé

Étude d'un système VSC-MTDC maillé à 4 terminaux

Comparaison entre les pertes d'une liaison radiale et maillée

Conclusion

---

## V.1- Introduction

Les évolutions actuelles du secteur de l'énergie électrique, combinées au double objectif de transition et d'intégration énergétiques au niveau mondial, contraignent les réseaux d'électricité à s'adapter à de nouvelles dynamiques. Les objectifs internationaux de développement des énergies renouvelables poussent à mettre en place un maillage de ligne électrique à très haute tension appelé « Supergrid » afin de relier les sites de production au site de consommations. Le système MTDC c'est la seule solution possible pour former un super réseau « Supergrid », afin de compléter l'actuelle infrastructure internationale de transport. Plusieurs projets de recherche participent à la réalisation de cet objectif en faisant progresser la recherche sur les réseaux MTDC, considérés comme essentiels et surtout, pour connecter les parcs éoliens offshore à ce super réseau. Les réseaux MTDC nécessiteront un fort maillage pour permettre des échanges de l'énergie à grande échelle et pour renforcer la stabilité globale du système [126-127].

Dans ce chapitre, nous allons étudier un système VSC-MTDC à configuration maillé afin de vérifier l'efficacité de l'implémentation des deux commandes « marge de tension » et « statisme de tension ». Les commandes seront ensuite vérifiées pendant la déconnexion du convertisseur équipé de mode de tension DC et aussi celui équipé du mode de puissance. La commande « statisme de tension à bande morte » est également testée dans notre système. Les résultats de simulation incluent aussi une comparaison des pertes de la ligne DC entre les deux configurations radiale et maillée.

## V.2- Système MTDC au service d'un super-réseau « Supergrid »

Le super-réseau est défini comme « un réseau de transport facilitant l'intégration des énergies renouvelables à grande échelle ainsi que l'équilibrage et le transport d'électricité dans le but d'améliorer le marché d'électricité » [126]. Le Supergrid combine deux technologies bien établies pour alimenter plusieurs pays en électricité : le transport de courant continu à haute tension et les éoliennes offshore. La technologie de HVDC s'est déjà avérée être une solution très efficace pour transporter une grande quantité d'énergie électrique sur de longues distances et dans des applications comme le transport de l'énergie éolienne offshore sur les côtes, les interconnexions au niveau international et le renforcement du réseau AC.

En effet, les meilleures sources d'énergies renouvelables exploitables sont à ce jour dans le Sahara (énergie solaire) et dans la mer (éolienne offshore). À titre d'exemple, la figure V.1 montre quelques topologies possibles pour la construction d'un super-réseau européen, proposées par l'association industrielle « Friends of the Super-grid (FOSG), Airtricity et Desertec » [54-56].

Le Supergrid fournit une infrastructure énergétique qui s'étend sur tout le continent, interconnectant les marchés dans toute l'Europe. Si le réseau produit de l'énergie, il facilite également le commerce de l'électricité, créant ainsi l'infrastructure d'un véritable marché intérieur européen de l'électricité. Compte tenu du nombre croissant de ces connexions point à point, il pourrait être bénéfique de les connecter directement en DC plutôt qu'à travers des lignes AC, et de former ainsi un réseau multiterminal HVDC (MTDC). Ces utilisations suscitent un regain d'intérêt pour le super réseau européen qui permet d'intégrer davantage de sources d'énergie renouvelable (RES) peuvent être intégrées. De plus, le terme réseau mondial « global grid » est une évolution du terme « Supergrid », utilisé pour évoquer les réseaux électriques maillés en courant continu. L'approche « global grid » consiste donc à étendre le concept de super réseau à l'échelle internationale. La figure V.2 montre la possibilité d'une création d'un réseau mondial [127].



**Figure V.1 :** Super-Grids proposés par (a)Friends of the Super-Grid “FOSG” (Lignes DC en vert foncé) (b) Airtricity (Lignes DC en orange) (c) Desertec (Lignes DC en rouge) [54-56].



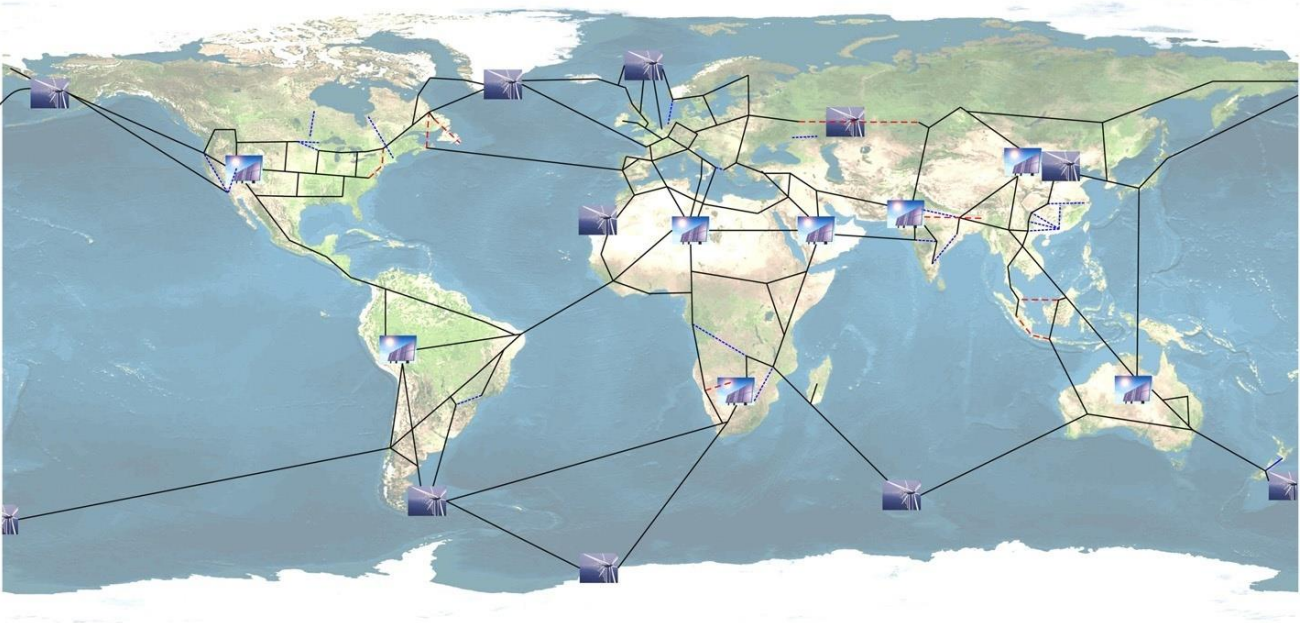


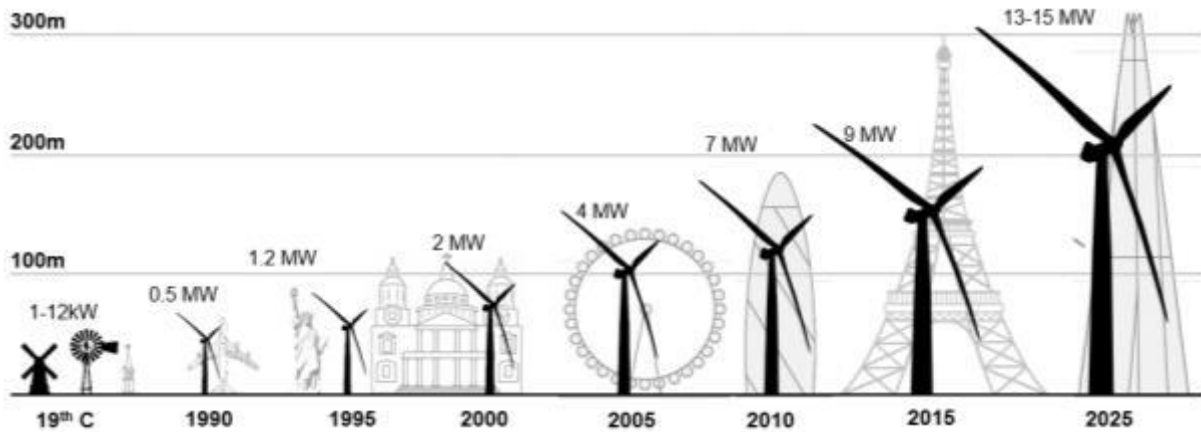
Figure V.2 : Représentation possible d'un réseau mondial [127].

### V.2.1- L'énergie éolienne offshore

Une éolienne implantée en « offshore » (littéralement, au large) est une éolienne installée en mer, à plus de 10 km des côtes. Elle est raccordée au réseau par un câble sous-marin. L'éolienne offshore fonctionne de la même manière qu'une éolienne terrestre, à la grande différence qu'elle est implantée en mer de façon à mieux utiliser l'énergie du vent actionnant ses pales. Les éoliennes offshore sont le plus souvent rassemblées dans un « parc éolien » ou « ferme éolienne » comportant généralement entre 20 et 50 éoliennes de plusieurs mégawatts (MW) de puissance unitaire [128].

Par rapport à l'éolien terrestre, le parc éolien offshore présente de nombreux avantages. Premièrement, il offre une meilleure qualité de ressource éolienne en mer, la vitesse du vent est généralement plus élevée. Deuxièmement, il y a moins de turbulences, ce qui permet aux turbines de disposer plus efficacement de l'énergie disponible et de réduire les contraintes de rupture sur la turbine. Le dernier avantage est que les parcs éoliens offshore peuvent être installés dans une zone libre plus grande et appropriée, loin des zones de population, afin de réduire les émissions environnementales et le bruit, qui sont presque tous liés à l'augmentation de la vitesse des pales [129-131].

Les premiers prototypes d'éoliennes offshore étaient de simples copies des éoliennes terrestres, les machines se sont peu à peu adaptées à la mer. Les développements technologiques actuels, et en particulier l'évolution attendue des machines en taille et en puissance, sont d'ailleurs caractéristiques des éoliennes offshore. Alors que le parc de Thorntonbank, installé en 2008 au large d'Ostende, en Belgique, utilisait des turbines de 5 MW, des éoliennes de 8 MW de puissance unitaire sont aujourd'hui développées et des modèles de 13 à 15 MW à l'étude [132], l'évolution de la taille et de la puissance des éoliennes offshore sont illustrés dans la figure V.3.



**Figure V.3:** Évolution de la taille et de la puissance des éoliennes offshore [133].

Après l'installation de la première centrale éolienne offshore au monde en 1991 (Danemark), la croissance des parcs éoliens offshore a été encourageante, et cette croissance est prévue pour les années à venir. En plus des 112 parcs éoliens offshore actuellement opérationnels, il existe 712 projets dans différentes phases de développement et 53 projets en préconstruction (Figure V.4).

Aujourd'hui, la capacité totale installée offshore est d'environ 18,9 GW. Au cours des dernières années, le taux d'installation a connu une tendance positive en année (Figure V.5). Le marché offshore s'est considérablement développé au cours des dernières décennies, avec une capacité éolienne offshore totale installée qui a presque décuplé, en passant d'à peine 0,06 GW, au cours de la période 1996-2000, à 18 GW en 2018 et à 36 GW au début des années 2020. Cette évolution correspond à une variation moyenne en pourcentage de 412 % au cours des deux dernières décennies. En outre, le nombre de parcs éoliens et de turbines installées a augmenté, avec un pourcentage moyen de 121% et 245%, respectivement pour la même période [132].

Cette augmentation implique également une mise à l'échelle des installations éoliennes offshore en poursuivant la tendance historique. Cette tendance est conforme aux prévisions de croissance des capacités éoliennes offshore jusqu'en 2030, selon le rapport de 2018 sur le marché des technologies éoliennes offshore du NREL (National Renewable Energy Laboratory), qui estime que l'industrie éolienne offshore dépassera 154 GW. Même si les projets éoliens offshore à grande échelle représentent un défi, certains des principaux problèmes ont déjà été abordés par d'autres industries telles que l'éolien terrestre, le pétrole et le gaz et l'ingénierie côtière.

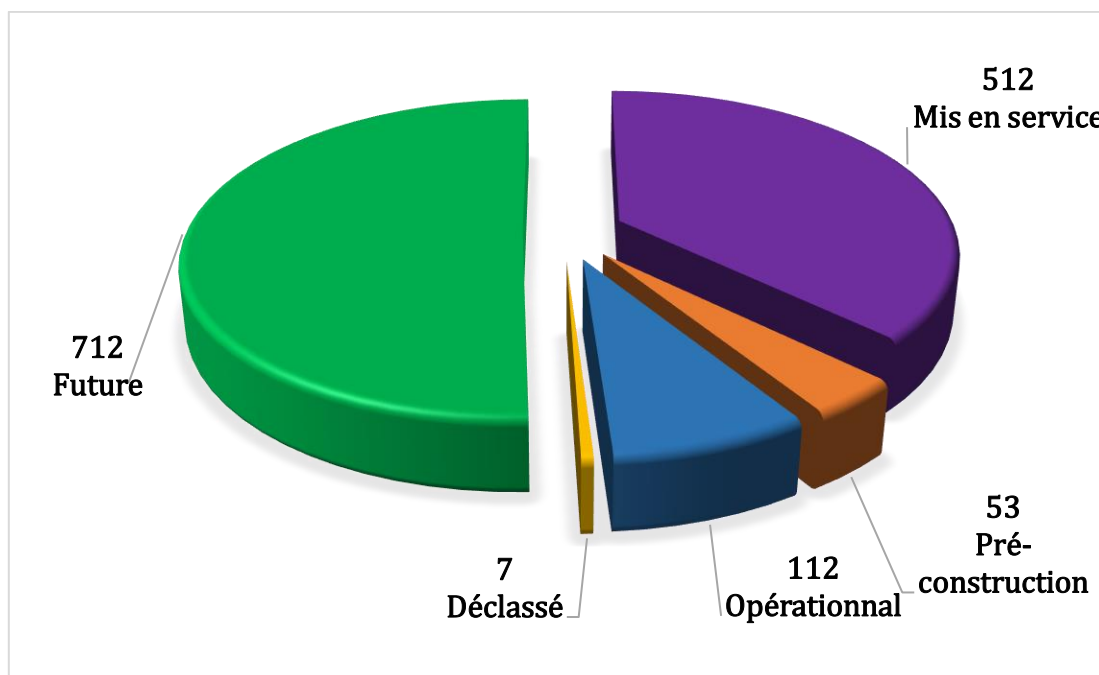


Figure V.4: Un aperçu général de l'état des projets éoliens offshore fixes (À la fin de 2018) [133].

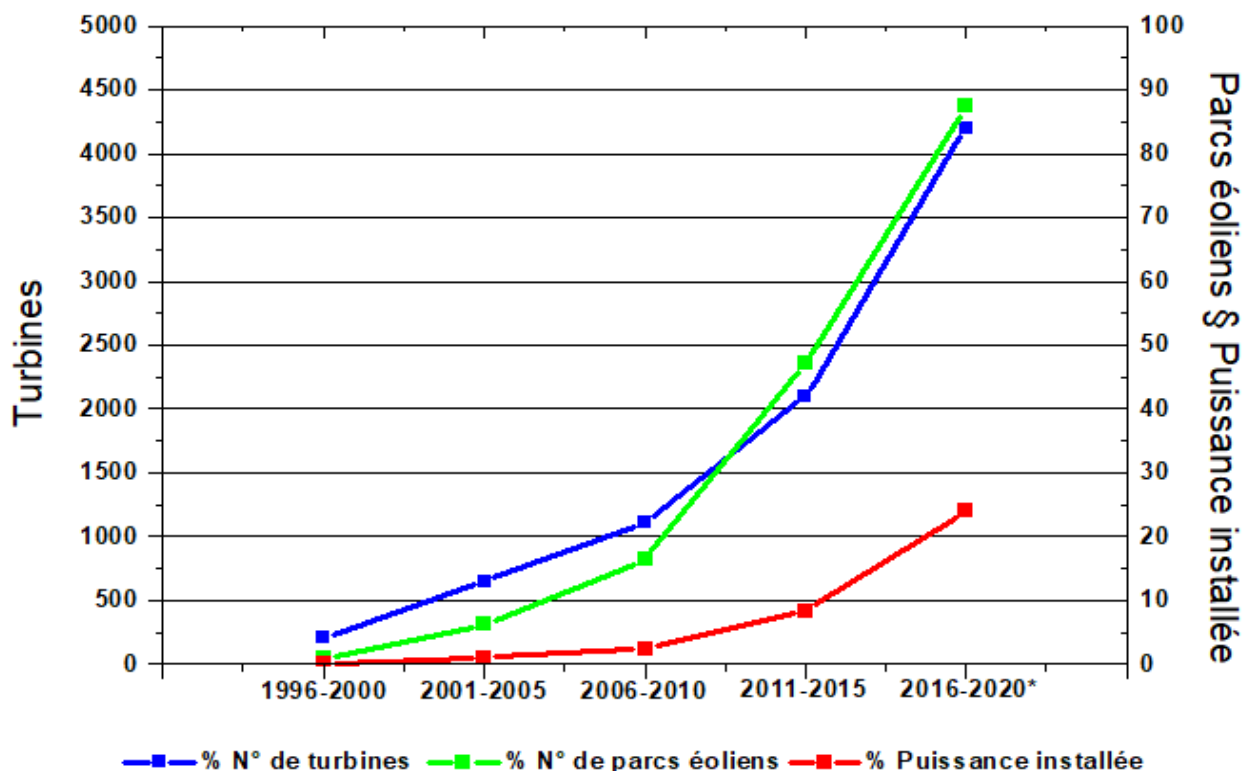


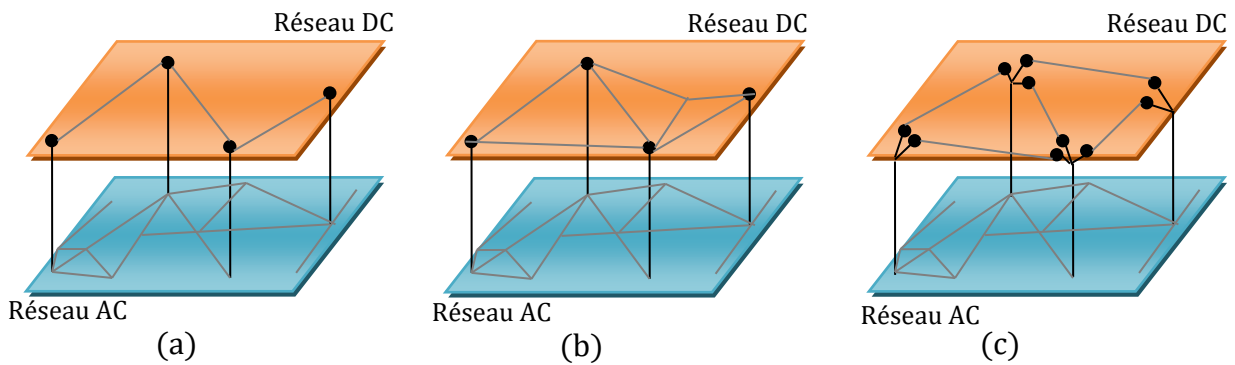
Figure V.5: Évolution des parcs éoliens offshore par rapport à la période de mise en service. La dernière période concerne les projets en pré/en construction [132].

### V.3- Système MTDC maillé

Le concept de réseau MTDC maillé émerge depuis une décennie pour augmenter la fiabilité et renforcer les interconnexions entre pays. Il possède des lignes de transmission parallèles en courant continu, où il apporte un plus grand niveau de redondance et donc de sécurité qu'un réseau en

antenne. Avec cette topologie, on peut continuer à transporter l'énergie même après la perte d'une ligne DC. Comme dans le cas du réseau maillé AC, le réseau maillé DC peut assurer une sécurité N-1 de transport d'énergie en cas de perte d'une des lignes de transmission DC [135].

Les réseaux « Supergrid » sont généralement construits indépendamment du réseau AC conventionnel et peut interagir avec le réseau AC existant au niveau de quelques ou plusieurs nœuds. La figure V.5 illustre les configurations/topologies communes aux réseaux MTDC et les réseaux AC conventionnel. Comme le montre la figure V.6, le réseau MTDC est construit indépendamment du réseau AC conventionnel, et aussi il est connecté au réseau AC en plusieurs points le long de ce dernier. Le premier schéma représente une seule ligne DC connectée au réseau conventionnel AC en plusieurs points du réseau (voir la figure V.6a). Dans cette configuration, il n'y a qu'une seule ligne DC sans aucune structure de maillage DC, ce qui en fait un système à redondance zéro. Cela signifie que si une perturbation technique se produit en n'importe quel point de la ligne DC, l'ensemble du circuit DC serait interrompu. Le deuxième schéma représente un réseau MTDC maillé connecté au réseau AC en plusieurs points comme la montre la figure V.6b. Cette structure de réseau MTDC maillé offre une plus grande fiabilité par rapport au premier schéma. Dans le troisième schéma (figure V.6c), tous les nœuds sont des nœuds de courant alternatif et la transmission entre eux se fait par des lignes DC. Cette configuration rend assez simple l'incorporation des lignes MTDC existantes dans le nouveau réseau DC [136].



**Figure V.6:** Configurations communes des super-réseaux et des réseaux AC, a) Ligne DC unitaire et interconnexion AC/DC multiterminaux, b) Réseau DC maillé et interconnexion AC/DC multiterminal, c) Terminaux AC et réseau DC indépendant.

### V.3.1- Les pertes dans les systèmes MTDC

Les injections de puissance dans un réseau DC sont contrôlées par les convertisseurs. Cependant, le flux de puissance dans chaque ligne et la puissance dans le système maillé circuleront selon les lois de Kirchhoff et ne pourront pas être contrôlés directement. Contrairement à une ligne de transport AC, symbolisée par des pertes résistives et réactives, dans une ligne de transport DC nous considérons uniquement les pertes résistives. Cela signifie que  $P_{DC} = V_{DC} I_{DC}$  et que  $I_{DC} = Y_{DC} \times V_{DC}$ , où  $Y_{DC}$  est une matrice réelle [137-138].

Avec la commande maître/esclave, le convertisseur maître doit garantir que toutes les tensions du système restent dans les limites prédéfinies. Cela dit que, la puissance injectée/soutirée  $P_{slack}$  est égale à :

$$P_{slack} = \left( - \sum_{i \neq slack} P_i \right) + P_{loss} \quad (V.1)$$

Donc,

$$P_{loss} = P_{slack} + \sum_{i \neq slack} P_i \quad (V.2)$$

Où  $P_{slack}$  est la puissance transitée par le convertisseur maître et  $P_i$  sont les puissances transitées par les convertisseurs esclaves et  $P_{loss}$  sont les pertes dans le système MTDC.

Les pertes dans la ligne DC peuvent être exprimées par l'équation (V.3),

$$P_{DC-loss} = P_{DC-slack} + \sum_{i \neq slack} P_{DC-i} \quad (V.3)$$

### V.4- Étude d'un système VSC-MTDC maillé à 4 terminaux

Dans cette partie de notre travail, nous allons simuler un système VSC-MTDC maillé à 4 terminaux comme le montre la figure V.7 [139]. Trois stratégies de contrôle sont implémentées et comparées, à savoir, la commande "marge de tension" et "statisme de tension", "statisme de tension à bande morte".

Les différents scénarios de comparaison sont résumés dans le tableau V.1.

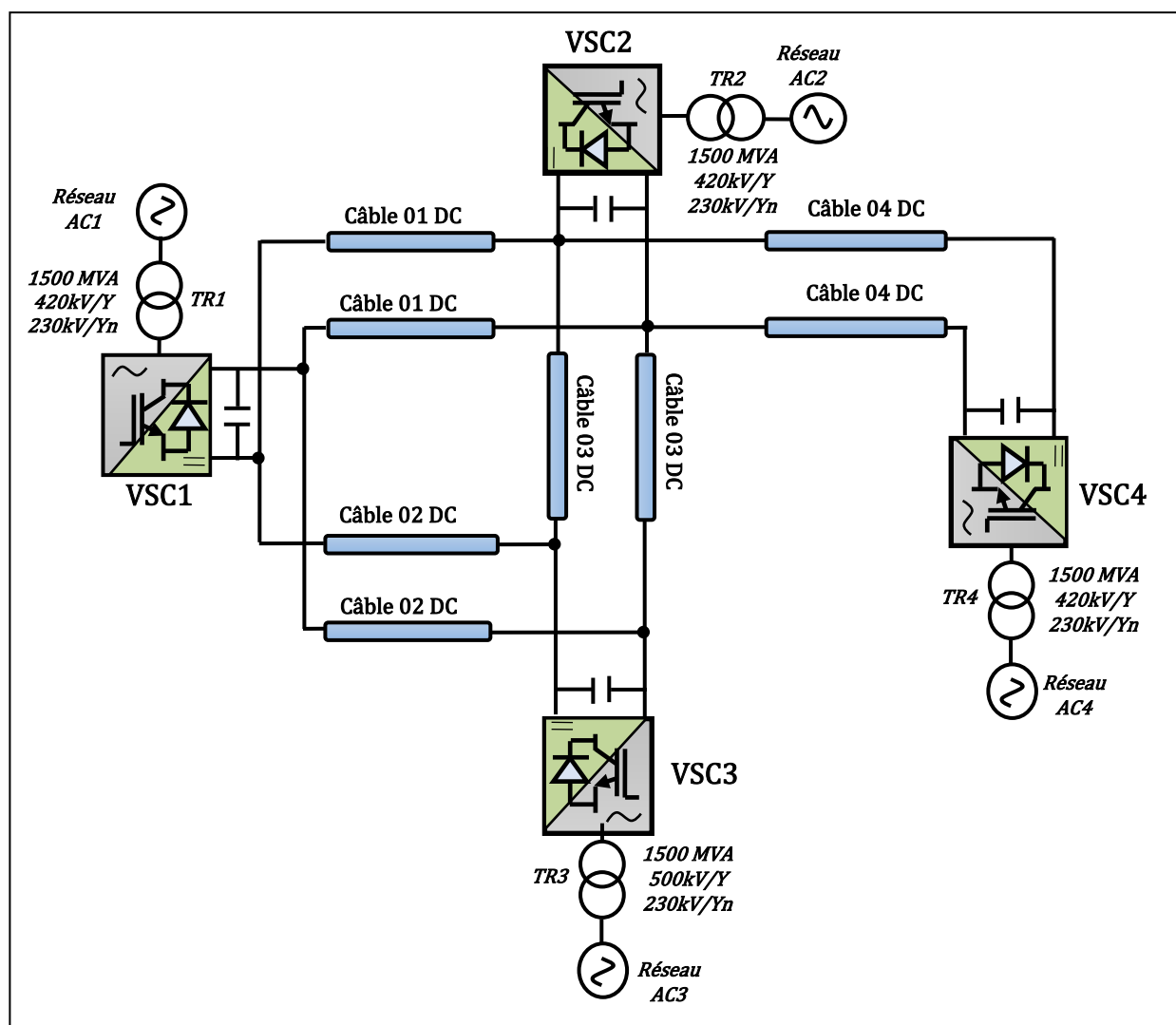


Figure V.7 : Système VSC-MTDC maillé à 4 terminaux.

**Tableau V.1** : Différents scénarios étudiés.

Commande	Scénarios	Modes de contrôle			
		VSC1	VSC2	VSC3	VSC4
Marge de tension	Déconnexion du VSC1	Marge de tension	Marge de tension	Puissance constante	Puissance constante
	Déconnexion du VSC4	Marge de tension	Marge de tension	Puissance constante	Puissance constante
Statisme de tension	Déconnexion du VSC1	Statisme de tension	Statisme de tension	Puissance constante	Puissance constante
	Déconnexion du VSC4	Statisme de tension	Statisme de tension	Puissance constante	Puissance constante
Statisme à bande morte	Déconnexion du VSC1	Statisme de tension	Statisme de tension	Puissance constante	Statisme à bande morte

#### V.4.1- Commande marge de tension

##### V.4.1.1- Déconnexion du convertisseur VSC1 chargé du contrôle de la tension DC

Dans ce scénario, la technique marge de tension est implémentée durant la déconnexion du convertisseur (VSC1). Les convertisseurs VSC1 et VSC2 fonctionnent en mode marge de tension DC, tandis que, les convertisseurs VSC3 et VSC4 fonctionnent en mode de puissance constante. Après la déconnexion du VSC1, le second convertisseur VSC2 passe en mode « régulation de la tension DC » à une nouvelle valeur de consigne de 410 kV et les restes convertisseurs (VSC3 et VSC4) gardent leurs de mode de contrôle de puissance constante. La déconnexion du VSC1 est effectuée à l'instant  $t = 2s$ . Le tableau V.2 montre les valeurs de référence du réseau MTDC avec la technique marge de tension.

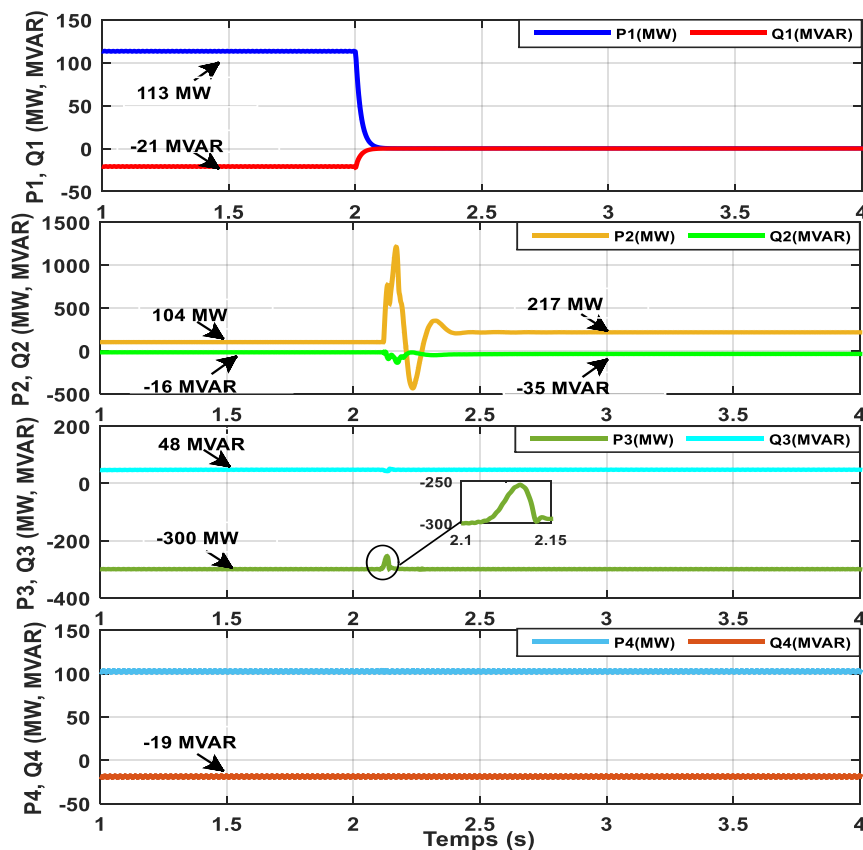
**Tableau V.2** : Différentes valeurs de référence du réseau MTDC (commande : marge de tension)

	Convertisseur	VSC1	VSC2	VSC3	VSC4
À l'état initial	$V_{DC}^*$	400 kV	-	-	-
	$P_{AC}^*$	-	100 MW	-300 MW	100 MW
Après la déconnexion du VSC1	$V_{DC}^*$	-	410 kV	-	-
	$P_{AC}^*$	-	-	-300 MW	100 MW

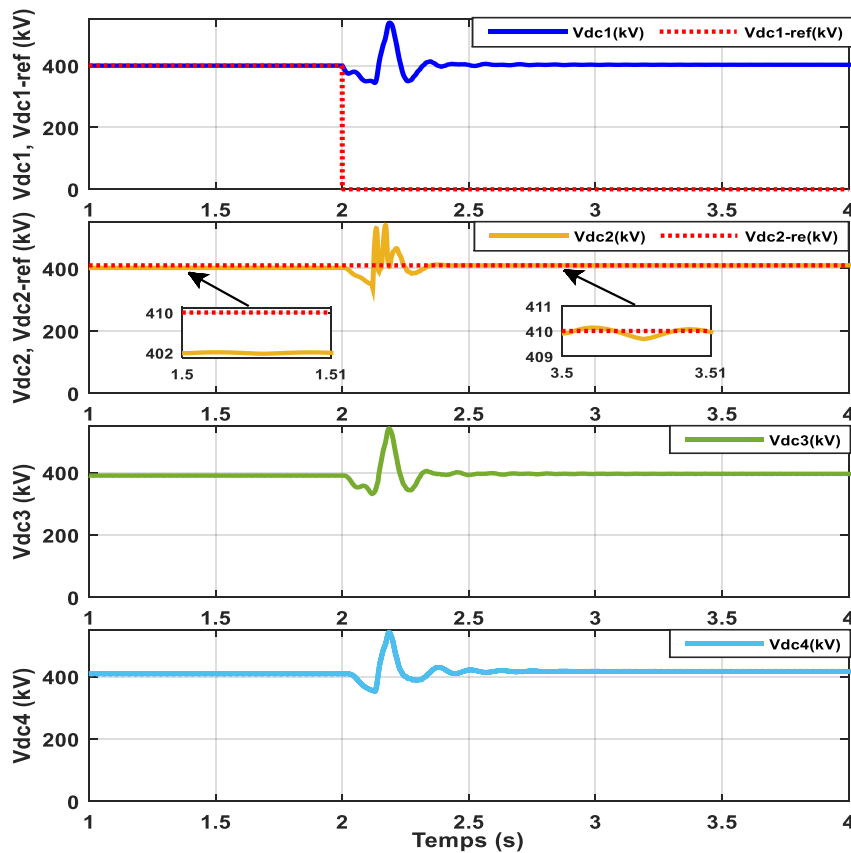
Les figures V.8 et V.9, montrent les résultats de simulation de ce premier scénario.

Comme on peut le voir à la figure V.8, les puissances, active (P1), et réactive (Q1), tombent à zéro après la déconnexion du VSC1. En réponse, le convertisseur (VSC2) change son mode de contrôle en « régulation de tension DC » et augmente sa puissance de 104 MW à 217 MW afin de compenser le manque de puissance engendré par la perte du VSC1. En même temps, la puissance réactive (Q2) change de -16 MW à -35 MW. Les puissances actives (P3 et P4) et réactives (Q3 et Q4) restent sans changement significatif après la déconnexion.

À l'état initial, le convertisseur VSC1 contrôle la tension DC à une valeur de référence ( $V_{DC1}^* = 400$  kV), tandis que les tensions DC des autres convertisseurs ne sont pas contrôlables. Après la déconnexion du convertisseur maître, le second convertisseur (VSC2) prend le rôle, et passe à la régulation de la tension DC avec une nouvelle valeur de référence ( $V_{DC2}^* = 410$  kV) (voir la figure V.9).



**Figure V.8 :** Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé du mode de tension DC (commande : marge de tension).



**Figure V.9 :** Tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé du mode de tension DC (commande : marge de tension).

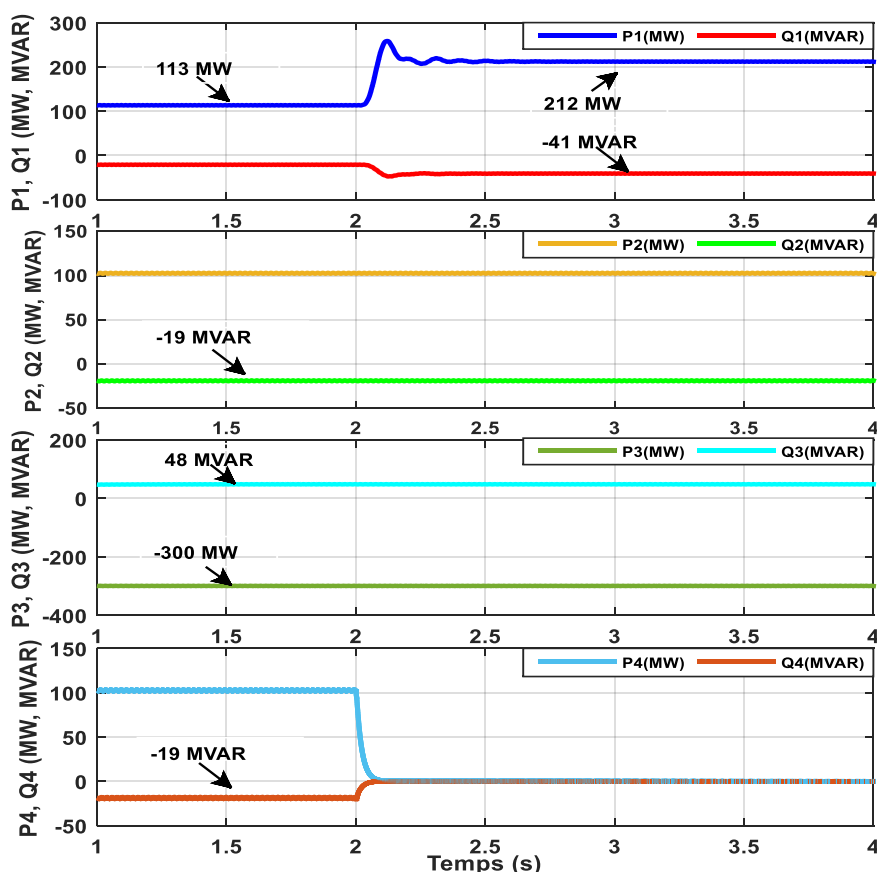


#### V.4.1.2- Déconnexion du convertisseur VSC4 doté du contrôle de la puissance

Dans ce test, on va simuler la déconnexion du convertisseur VSC4 qui est équipé de la commande de puissance en utilisant la commande marge de tension (fonctionne comme la commande maître/esclave). Le convertisseur VSC1 régule la tension DC à la valeur de référence ( $V_{DC1-ref}=400$  kV) et les autres convertisseurs VSC2, VSC3 et VSC4 fonctionnent en mode de puissance constante, avec les valeurs de référence de 100 MW, -300MW et 100 MW respectivement.

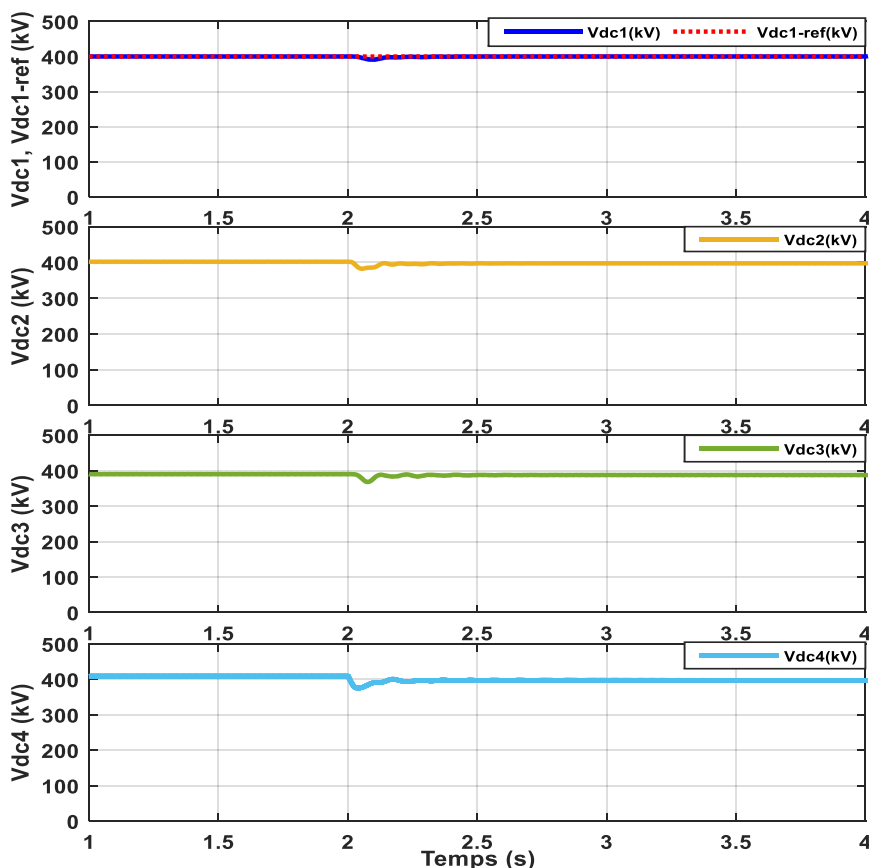
La figure V.10 montre le comportement des puissances transitées par les 4 VSC du système MTDC. À l'état initial chaque convertisseur esclave injecte ou soutire du réseau DC une puissance correspondante à sa référence, au moment où, le convertisseur maître VSC1 assure la stabilité du système MTDC en injectant la différence de puissance requise. À  $t=2$  s, le convertisseur VSC4 (esclave) est hors service, et par conséquent, les puissances active et réactive ( $P4$ ,  $Q4$ ) tombent à zéro. Le convertisseur maître VSC1, compense la perte du VSC4 et augmente sa puissance active ( $P1$ ) de 113 MW à 212 MW. En même temps, sa puissance réactive ( $Q1$ ) diminue de -21 MVAR à -41 MVAR. Cependant, la déconnexion du VSC4 n'affecte pas les puissances actives ( $P3$ ,  $P4$ ) et réactives ( $Q3$ ,  $Q4$ ).

Sur la figure V.11, la tension DC du VSC1 ( $V_{DC1-ref}$ ) suit sa valeur de référence même après la déconnexion avec une chute de 3%. Cette diminution n'affecte pas le bon fonctionnement du système.



**Figure V.10 :** Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC4 doté du contrôle de la puissance (commande : marge de tension).





**Figure V.11 :** Tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC4 doté du contrôle de la puissance (commande : marge de tension).

## V.4.2- Commande statisme de tension

### V.4.2.1- Déconnexion du convertisseur VSC1 chargé du contrôle de statisme

La commande statisme de tension est implémentée dans notre modèle VSC-MTDC, dans les deux convertisseurs VSC1 et VSC2, tandis que les convertisseurs VSC3 et VSC4 fonctionnent en mode de puissance constante. La déconnexion du VSC1 est effectuée à l'instant  $t = 2s$ . Les valeurs de référence (puissances et tension DC) ainsi que les coefficients de statisme pour différents convertisseurs sont décrites dans le tableau V.3.

**Tableau V.3 :** Différentes valeurs de référence (puissance, tension DC) et coefficients de statisme d'un système MTDC.

Convertisseur	VSC1	VSC2	VSC3	VSC4
$V_{DC}^*$	400 kV	400 kV	-	-
$P_{AC}^*$	100 MW	100 MW	-300 MW	100 MW
$\rho_{VDC}$	0.02 kV/MW	0.02 kV/MW	-	-

À l'état initial, les convertisseurs VSC1, VSC2 et VSC4 injectent des puissances ( $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_4$ ) dans le réseau DC de 120 MW, 96 MW, 102 MW respectivement, avec une consommation de puissance réactive de l'ordre de -21 MVAR, -16 MVAR et -19 MVAR, tandis que le VSC3 consomme une puissance ( $P_3$ ) de -300 MW et injecte une puissance réactive ( $Q_3$ ) de 48 MVAR.

Après la déconnexion, les puissances active ( $P_1$ ) et réactive ( $Q_1$ ) tombent à zéro. En réponse, le VSC2 augmente sa puissance ( $P_2$ ) vers 218 MW, afin de compenser le manque de puissance

engendré par la perte du VSC1. La puissance réactive  $Q_2$  diminue vers  $-42$  MVAR, comme le montre la figure V.12. Les puissances actives ( $P_3, P_4$ ) et réactives ( $Q_3, Q_4$ ) restent sans changement après la déconnexion.

Sur la figure V.13, on constate des oscillations sur l'allure des tensions DC aux bornes des différents convertisseurs du réseau MTDC. Les tensions DC des convertisseurs VSC1, VSC2, VSC3 et VSC4 diminuent de  $14$  kV,  $8$  kV,  $12$  kV et  $7$  kV respectivement.

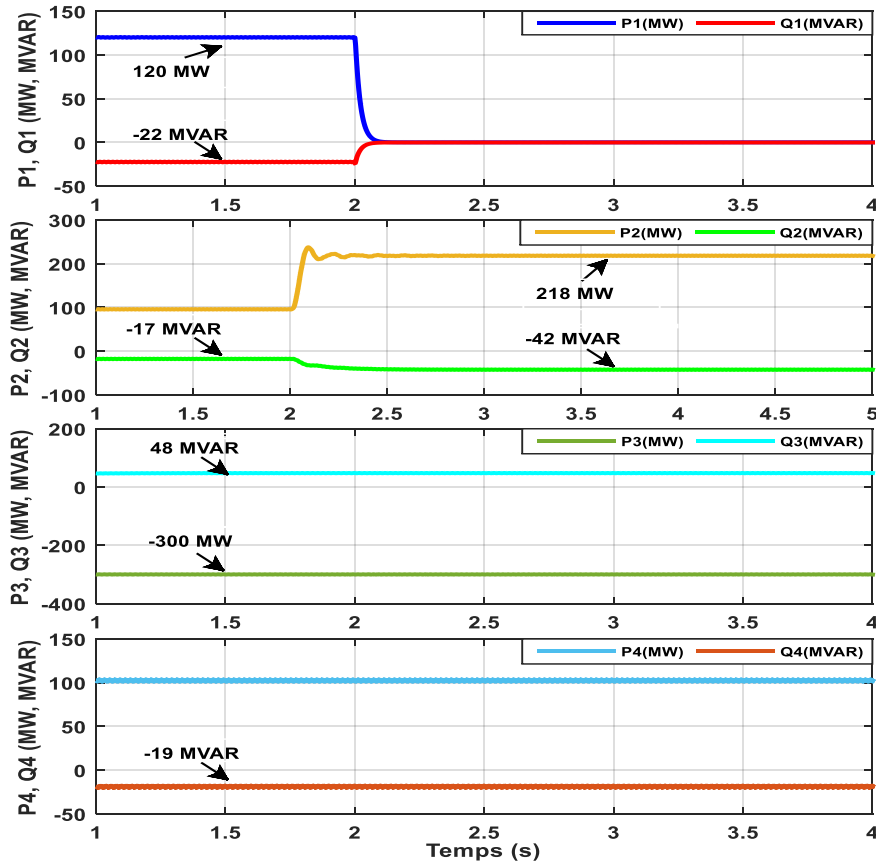
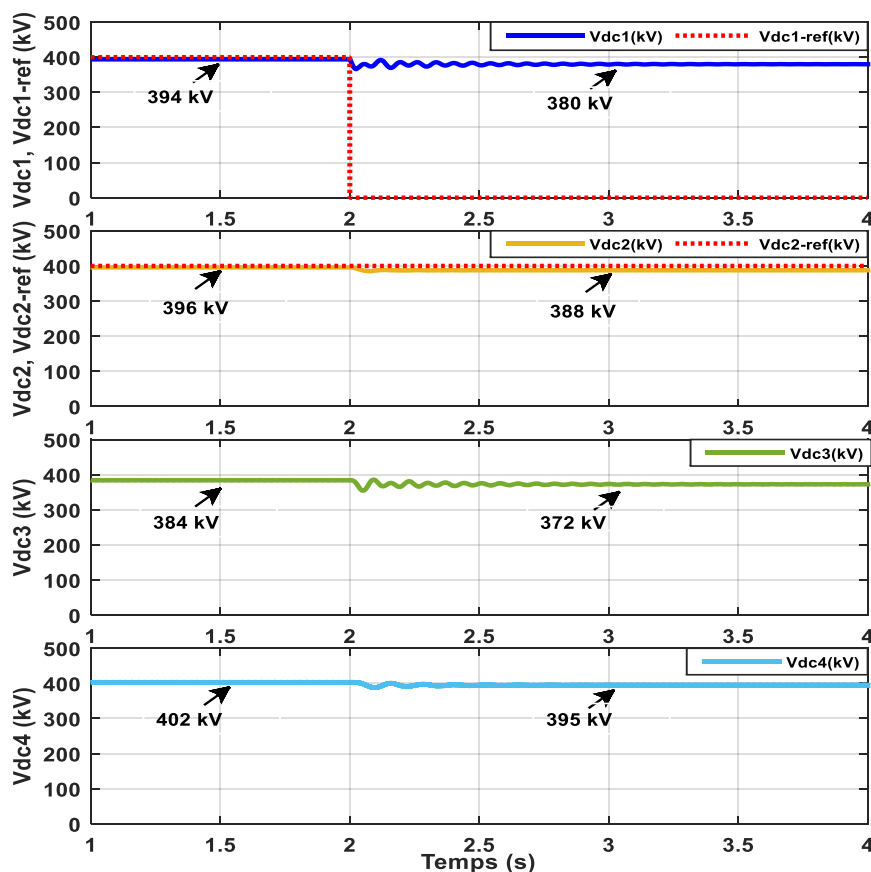


Figure V.12 : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé du mode de statisme (commande : statisme de tension).



**Figure V.14 :** Tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 équipé du mode de statisme (commande : statisme de tension).

#### V.4.1.2- Déconnexion du convertisseur VSC4 doté du contrôle de la puissance

Dans ce test, la commande statisme de tension est implémentée suite à la déconnexion du convertisseur VSC4.

Comme le montre la figure V.14, et à la différence de la commande « marge de tension », la déconnexion du VSC4, impose l'intervention des deux convertisseurs VSC1 et VSC2 à la fois. Les puissances actives ( $P_1$ ,  $P_2$ ) augmentent à 157 MW et en même temps, les puissances réactives diminuent de -22 MVAR à 30 MVAR et -17 MVAR à 30 MVAR respectivement.

Les tensions DC aux bornes de tous les VSC baissent conformément à l'expression de la commande statisme de tension de l'équation (voir équation II.51, chapitre II).

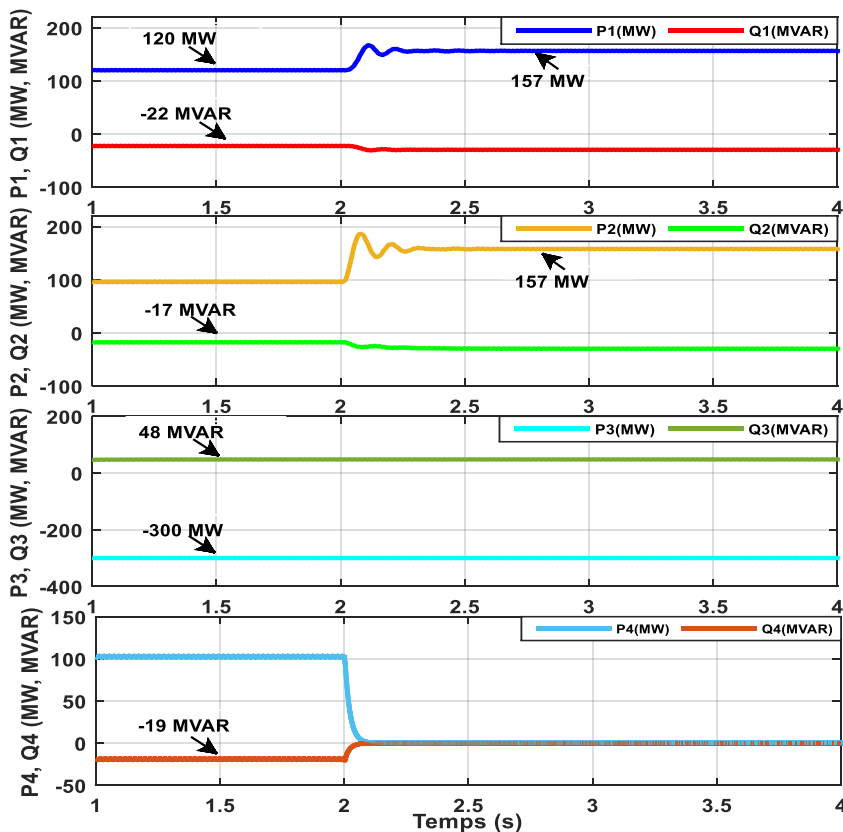


Figure V.14 : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 doté du contrôle de la puissance (commande : statisme de tension).

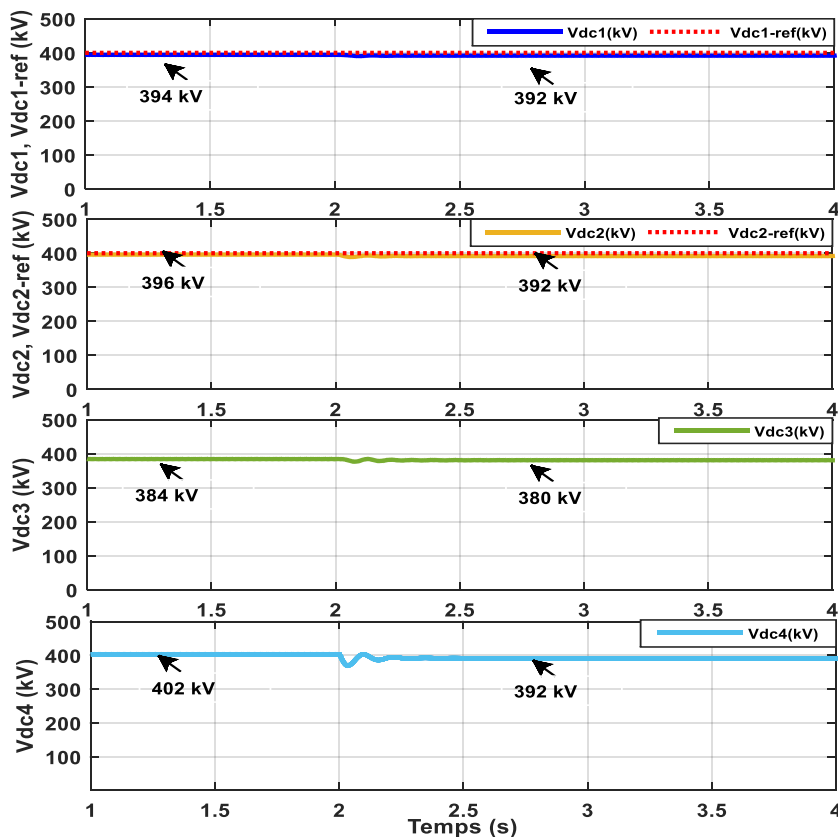


Figure V.15 : Tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC4 doté du contrôle de la puissance (commande : statisme de tension).

### V.4.3- Commande de statisme à bande morte

#### V.4.3.1- Déconnexion du convertisseur VSC1 chargé du contrôle de statisme

Dans ce scénario, la commande statisme de tension à bande morte est implémentée dans notre modèle. Pour vérifier la validité de la commande, une déconnexion d'un convertisseur équipé du mode de statisme est effectuée à l'instant  $t=2s$ . Les deux convertisseurs VSC1 et VSC2 sont équipés de mode de statisme, le VSC3 est chargé du contrôle de la puissance, tandis que le VSC4 est doté du contrôle de puissance à bande morte, ce qui permet de changer leur mode de contrôle de puissance au mode de tension DC après la déconnexion. Les différentes valeurs de référence (puissance, tension DC) ainsi que les coefficients de statisme sont présentés dans le tableau V.4.

**Tableau V.4:** Différentes valeurs de référence du réseau MTDC (commande: statisme de tension à bande morte).

Convertisseur	VSC1	VSC2	VSC3	VSC4	
A l'état initial	<b>Mode de contrôle</b>	Statisme de tension	Statisme de tension	Régulation de puissance	Régulation de puissance
	$V_{DC}^*$	400 kV	400 kV	-	-
	$P_{AC}^*$	100 MW	100 MW	-300 MW	100 MW
	<b>Coefficient de statisme</b>	0.02 kV/MW	0.02 kV/MW	-	-
Après la déconnexion du VSC1	<b>Mode de contrôle</b>	-	Statisme de tension	Régulation de puissance	Statisme de tension
	$V_{DC}^*$	-	400 kV	-	410 kV
	$P_{AC}^*$	-	100 MW	-300 MW	100 MW
	<b>Coefficient de statisme</b>	-	0.02 kV/MW	-	0.02 kV/MW

Les résultats de simulation sont donnés par les figures V.16 et V.17.

La figure V.16 montre les puissances transitées par les quatre VSC, suite à la déconnexion du convertisseur équipé de mode de statisme (VSC1). Au cours de ce test, les changements des puissances actives et réactives des convertisseurs VSC2 et VSC4 suivent la déconnexion du VSC1. À noter aussi que la déconnexion du VSC1 n'affecte pas la puissance active et réactive du VSC3.

Les tensions DC aux bornes des 4 VSC présentent des bonnes performances dynamiques dans la liaison MTDC maillée avec la commande proposée, ou, la déviation de la tension DC est moins importante avec la commande statisme de tension à bande morte. Les tensions des convertisseurs VSC1, VSC2, VSC3 et VSC4 baissent leurs valeurs de 10 kV, 5 kV, 8 kV et 1 kV respectivement.

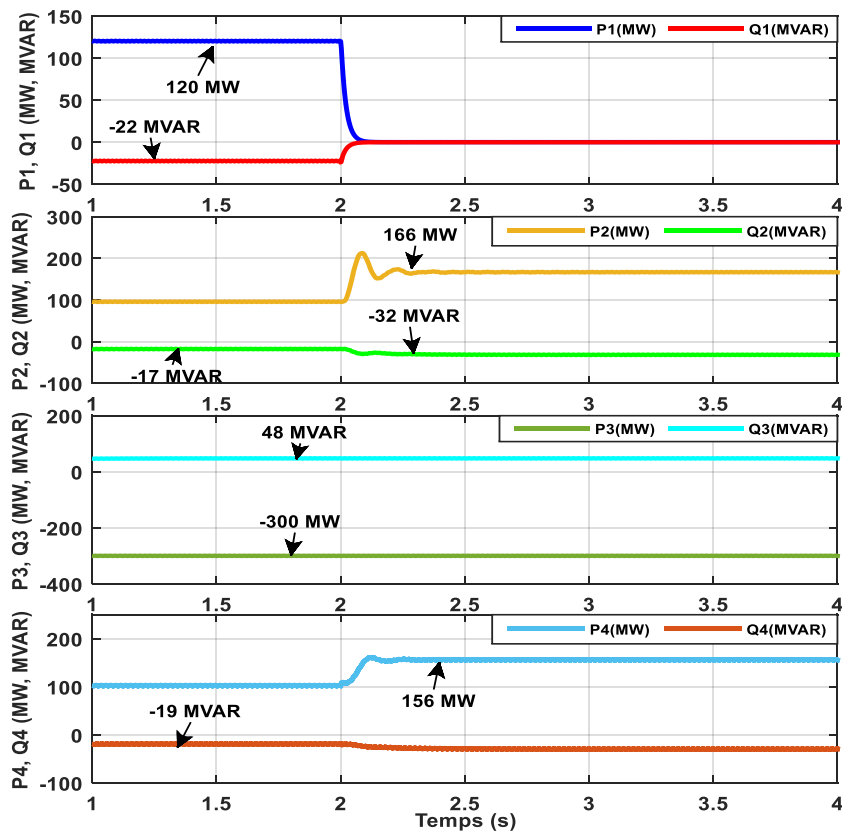


Figure V.16 : Puissances actives des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 doté du mode de statisme (commande : statisme de tension à bande morte).

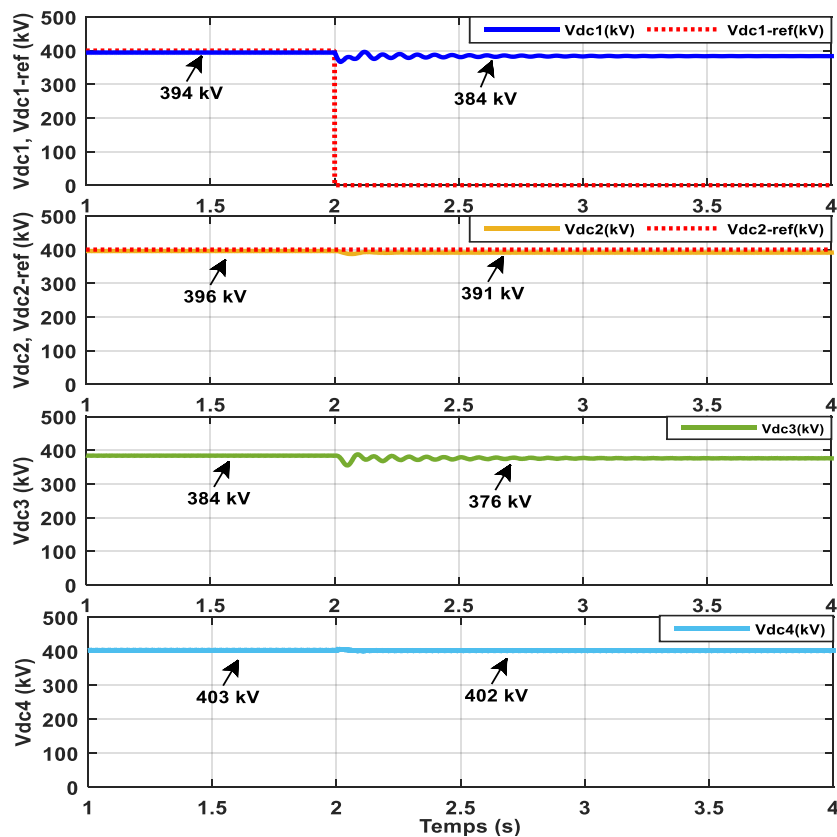


Figure V.17 : Tension DC aux bornes des 4 convertisseurs du réseau MTDC, suite à la déconnexion du convertisseur VSC1 doté du mode de statisme (commande : statisme de tension à bande morte).

## V.5- Comparaison entre les pertes d'une liaison radiale et maillée

Dans cette partie, nous considérons deux topologies de système VSC-MTDC à savoir topologie radiale et maillée. La figure V.18a présente une topologie radiale du réseau MTDC. Cette topologie convient plus aux réseaux de petite taille avec des exigences de transmission de puissance limitées, où une seule liaison HVDC peut être utilisée pour transférer de l'énergie.

Le réseau MTDC maillé peut être utilisé pour transférer une grande quantité d'énergie dans le réseau DC (voir la figure V.18b). Il est plus fiable que le réseau MTDC radial, avec cette topologie, on peut potentiellement réduire les pertes du réseau DC. La commande maître/esclave est implémentée dans les deux topologies, VSC1 (maître) contrôle la tension DC à sa valeur de référence et VSC2, VSC3 et VSC4 contrôlent la puissance active avec les valeurs de référence (100 MW, -300 MW et 100 MW).

Une variation de puissance coté VSC3 de -300 MW à -200 MW est effectuée. Les résultats de simulation présentés dans les figures (V.19 et V.20) contiennent la comparaison des pertes dans la ligne DC des deux topologies radiale et maillée.

À l'état initial, comme on peut le voir sur la figure V.19, les pertes totales dans la ligne DC sont plus importantes (23 MW) avec la topologie radiale par rapport la topologie maillée (10 MW). Après le changement de la puissance du coté VSC3 de -300 MW à -200 MW, les pertes totales dans la ligne DC diminuent vers 9 MW avec liaison radiale et 6 MW avec la liaison maillée (figure V.20).

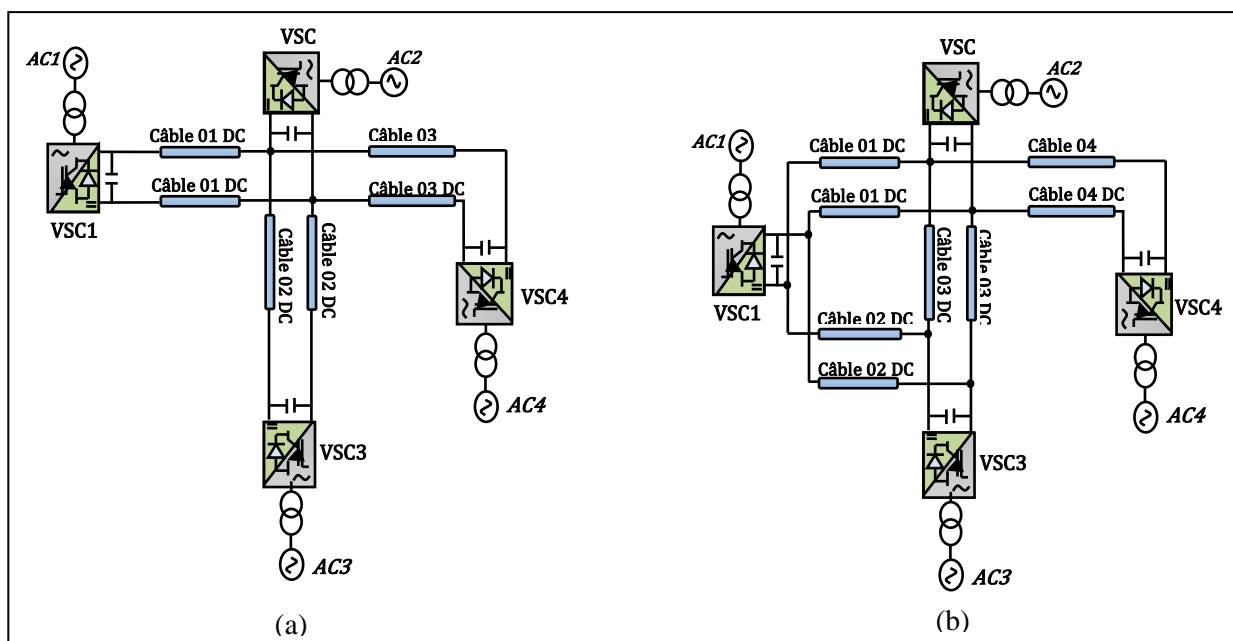


Figure V.18 : Topologies des systèmes VSC-MTDC étudiés a) Liaison radiale, b) Liaison maillée.

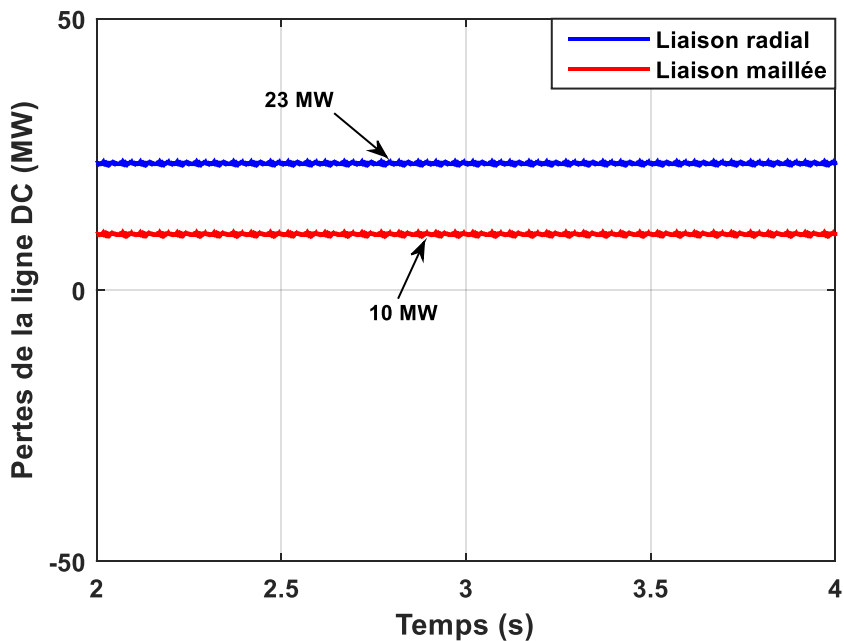


Figure V.19 : Comparaison entre les pertes dans la ligne DC d'une liaison radiale et liaison maillée pendant le fonctionnement en régime normal.

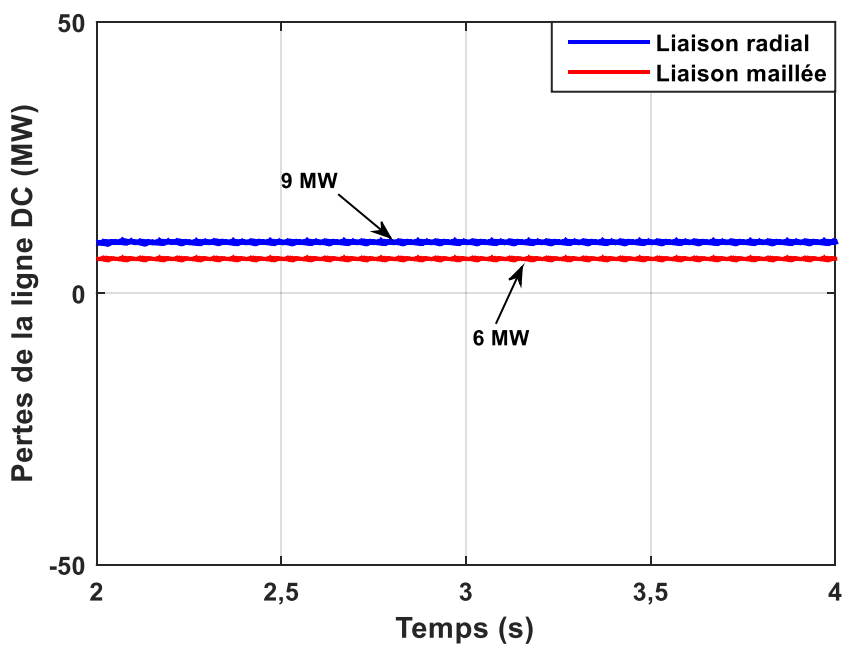


Figure V.20 : Comparaison entre les pertes dans la ligne DC d'une liaison radiale et liaison maillée, suite à une variation de puissance.



## V.6- Conclusion

Dans ce chapitre, un système MTDC maillé a été étudié avec l'implémentation de plusieurs commandes, à savoir : marge de tension, statisme de tension, et statisme de tension à bande morte. Les performances des commandes suscitées ont été testées pendant la déconnexion du convertisseur chargé de la régulation de la tension DC, et ensuite celui chargé de la régulation de puissance.

D'après les résultats de simulation obtenus, nous constatons que ces trois stratégies de commande conduisent à une amélioration des performances du système par rapport à la commande maître/esclave après la déconnexion du convertisseur maître.

La commande marge de tension peut être instable en cas où les convertisseurs changent leurs rôles (le contrôle de la tension DC et le contrôle de la puissance), pendant ce temps, aucun convertisseur ne régule la tension.

La méthode statisme de tension a une meilleure performance dynamique et améliore considérablement la stabilité du système MTDC par rapport à la méthode de marge de tension après la défaillance du convertisseur qui contrôle la tension DC. L'inconvénient majeur de cette méthode est la déviation de la tension DC.

La méthode statisme de tension à bande morte est une solution très intéressante pour pallier aux inconvénients de la commande statisme de tension conventionnelle, ce qui réduit la déviation de la tension DC.

La liaison MTDC maillée peut offrir une plus grande flexibilité dans la distribution de flux de puissance comparativement à une liaison MTDC radiale. Avec cette configuration on peut également réduire les pertes dans la ligne DC.

# Conclusion générale

---

Conclusion

Perspectives

---

## Conclusion générale

La croissance et le développement des systèmes de transport HVDC point à point et multi-terminaux (MTDC) constituent un sujet de recherche d'actualité associant les technologies de l'électronique de puissance, des réseaux de transport, et de la modélisation et commande automatique. Dans les différentes visions présentées pour les futures améliorations du réseau, le VSC-HVDC est considéré comme une technologie de base. Par rapport aux liaisons point à point, des réductions de coûts considérables et une fiabilité accrue peuvent être obtenues en construisant des réseaux maillés de type multi-terminaux (MTDC). Cependant, l'exploitation de plusieurs convertisseurs dans un système VSC-MTDC pose un certain nombre de défis, l'un des principaux étant de contrôler la tension DC après des contingences du réseau DC telles que des pannes de convertisseurs.

Dans cette thèse nous avons étudié, et contrôlé quelques systèmes VSC-MTDC en utilisant différentes stratégies de contrôle, à savoir les commandes : "maître/esclave", "marge de tension" et "statisme de tension".

Pour un système VSC-MTDC à trois terminaux, les résultats de simulation ont montré la robustesse et l'efficacité de la commande maître/esclave, car, elle peut fournir un bon degré de fiabilité et de stabilité au système VSC-MTDC pendant le régime normal et le régime de défaut. Dans cette commande, la régulation de la tension DC est assurée par le convertisseur maître ce qui maintient cette tension constante en modifiant le flux de puissance à travers le convertisseur.

Une proposition de la commande « marge de tension » a été implémentée dans notre modèle. Il a été montré que cette commande élimine les défauts de la commande maître/esclave dans le cas de la déconnexion du convertisseur maître. Cependant, la commande marge de tension rencontrée présente un problème de stabilité du système MTDC durant le changement des rôles pour les deux VSC équipés de mode marge de tension.

Par ailleurs, l'implémentation de la commande statisme de tension sur un système VSC-MTDC de type radial à quatre terminaux, les résultats de simulations ont démontré aussi que cette commande présente l'avantage de diminuer les appels de puissance au prix de tolérer une marge de déviation de la tension DC par rapport aux stratégies de commande maître/esclave et marge de tension. Ainsi la contribution du convertisseur en termes de puissance dépend de la valeur du statisme.

Autre approche statisme de tension à bande morte a été proposée dans ce chapitre afin de minimiser de la déviation de la tension DC et améliorer le transit de puissance dans le système MTDC. Cette approche, combine les deux commandes, marge de tension et statisme de tension. Les résultats de simulation montrent que le système de commande du système VSC-MTDC basé sur l'approche de statisme à bande morte apporte des améliorations remarquables par rapport au la commande statisme conventionnelle. Pour les systèmes VSC-MTDC à configuration maillée, les résultats de simulation ont montrés clairement un bon degré de fiabilité et de stabilité au système VSC-MTDC avec la configuration maillée par rapport à la configuration radiale. Une étude comparative des pertes dans le système VSC-MTDC avec les deux topologies maillée et radiale a pu faire démontrer que la topologie maillée était la meilleure solution pour la création d'un super réseau.

## Perspectives

Les travaux présentés dans cette thèse permettent de répondre un à certains nombres de questions, mais laissent d'autres points en suspend, comme perspectives, il serait intéressant de compléter ce travail en tenant compte des points suivants :

- Développer une stratégie de commande statisme à coefficient variable afin de trouver du coefficient optimal pour un système de contrôle robuste dans le système VSC-MTDC.
- Développer et étudier le comportement des systèmes de transport MTDC pour différents types de défauts côté DC.
- Analyser l'impact sur le système MTDC lors de l'utilisation les différents convertisseurs DC-DC pour arrêter la propagation des défauts DC.
- Étudier la protection contre les défauts DC : Les défauts du système DC sont très préoccupants. Utilisation différents disjoncteurs DC à savoir les disjoncteurs DC à semi-conducteurs à commutation rapide, les disjoncteurs de résonance et les disjoncteurs hybrides.
- Développer une stratégie d'élimination des défauts DC dans un système hybride MT-HVDC LCC-VSC en s'appuyant sur la capacité de retardement de force des LCC et sans utiliser de disjoncteurs DC, évaluer la performance de la compensation des défauts et identifier les problèmes potentiels.
- Étudier des systèmes VSC-MTDC à base de convertisseurs modulaires multiniveaux (modular multilevel converter MMC).
- Analyser la stabilité transitoire des systèmes VSC-MTDC en présence des sources des énergies renouvelables.
- Développer une structure nouvelle et améliorée pour le parc éolien offshore basée sur le système VSC-MTDC-DC.

# **Annexes**

# Annexe A

## A.1. Paramètres des réseaux MTDC à base de convertisseurs VSC

**Tableau A.1** Paramètres du système VSC-MTDC 3 terminaux

Paramètre	Valeur
Puissance nominale du VSC $S_{VSC}$	1500 MVA
Tension nominale DC du VSC $V_{DC}$	400 kV
VSC nominal AC voltage $V_{s-c}$	230 kV
L'impédance du réseau AC	26.45 $\Omega$
Angle de phase de l'impédance des réseaux AC	80°
SCR	2.5
Fréquence du réseau (VSC2, VSC3)	50 Hz
Fréquence du réseau (VSC1)	60 Hz
Fréquence de commutation	1980 Hz
Capacité Continue C	300 $\mu F$
Résistance de ligne DC	7 $\Omega$
Inductance de la ligne DC	0.5968 H
Capacité de la ligne DC	26 $\mu F$
Topologie des convertisseurs	Deux niveaux

**Tableau A.2** Paramètres du système VSC-MTDC 4 terminaux

Paramètre	Valeur
Puissance nominale du VSC $S_{VSC}$	1500 MVA
Tension nominale DC du VSC $V_{DC}$	400 kV
VSC nominal AC voltage $V_{s-c}$	230 kV
L'impédance du réseau AC	26.45 $\Omega$
Angle de phase de l'impédance des réseaux AC	80°
SCR	2.5
Fréquence du réseau (VSC2, VSC3, VSC4)	50 Hz
Fréquence du réseau (VSC1)	60 Hz
Fréquence de commutation	1980 Hz
Capacité Continue C	300 $\mu F$
Résistance de ligne DC	7 $\Omega$
Inductance de la ligne DC	0.5968 H
Capacité de la ligne DC	26 $\mu F$
Topologie des convertisseurs	Deux niveaux

**Tableau A.3** Paramètres des contrôleurs PI utilisés pour le système VSC-MTDC.

<b>Paramètres</b>	<b>Symbole</b>	<b>Valeurs</b>
Gain proportionnel de la boucle de contrôle extérieure (tension DC)	$K_{p-DC}$	0.05
Constante de temps de la boucle de contrôle extérieure (tension DC)	$T_{i-DC}$	3
Gain proportionnel de la boucle de contrôle externe (Tension AC)	$K_{p-AC}$	10
Constante de temps de la boucle de contrôle extérieure (tension AC)	$T_{i-AC}$	0.0012
Gain proportionnel de la boucle de contrôle interne (axe direct)	$K_{p-d}$	65
Constante de temps de la boucle de contrôle interne (axe direct)	$T_{i-d}$	0.00001
Gain proportionnel de la boucle de contrôle interne (axe de quadrature)	$K_{p-q}$	80
Constante de temps de la boucle de contrôle interne (axe de quadrature)	$T_{i-q}$	0.00001

# Annexe B

## B.1. Programme d'interface MATLAB / PSCAD

```

clc
clear all
close all

load -ascii HVDCP2_10.out;

t=HVDCP2_10(:,1);
Pref3=HVDCP2_10(:,4);
plot(t,Pref3,':')

load -ascii HVDCP2_07.out;

t=HVDCP2_07(:,1);
Pref2=HVDCP2_07(:,5);
plot(t,Pref2,':')

load -ascii HVDCP2_05.out;

t=HVDCP2_05(:,1);
Vdcref1=HVDCP2_05(:,10);
figure
plot(t,Vdcref1,':')

load -ascii HVDCP2_03.out;

t=HVDCP2_03(:,1);
VSC1voltage3= HVDCP2_03(:,11);
VSC1voltage2= HVDCP2_03(:,10);
VSC1voltage1= HVDCP2_03(:,9);
VSC11voltage3= HVDCP2_03(:,8);
VSC11voltage2= HVDCP2_03(:,7);
VSC11voltage1= HVDCP2_03(:,6);
Q3=HVDCP2_03(:,5);
P3=HVDCP2_03(:,4);
Q2=HVDCP2_03(:,3);
P2=HVDCP2_03(:,2);

load -ascii HVDCP2_02.out;

t=HVDCP2_02(:,1);
VSC13voltage3=HVDCP2_02(:,11);
VSC13voltage2=HVDCP2_02(:,10);
VSC13voltage1=HVDCP2_02(:,9);
Q1=HVDCP2_02(:,8);
VSC13current3=HVDCP2_02(:,7);
VSC13current2=HVDCP2_02(:,6);
VSC13current1=HVDCP2_02(:,5);
Vdc12=HVDCP2_02(:,4);
P1=HVDCP2_02(:,3);
VSC12voltage3=HVDCP2_02(:,2);

load -ascii HVDCP2_01.out;
t=HVDCP2_01(:,1);
VSC12voltage2=HVDCP2_01(:,11);
VSC12voltage1=HVDCP2_01(:,10);

```





# Annexe C

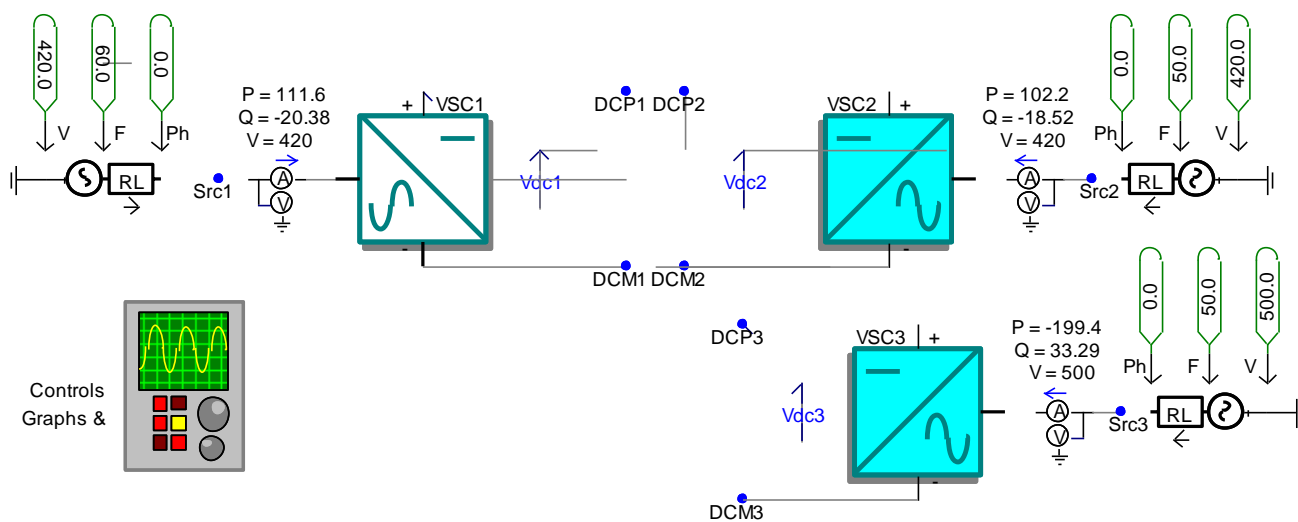


Figure C.1 : Modèle PSCAD/EMTDC d'un réseau VSC-MTDC à 3 terminaux

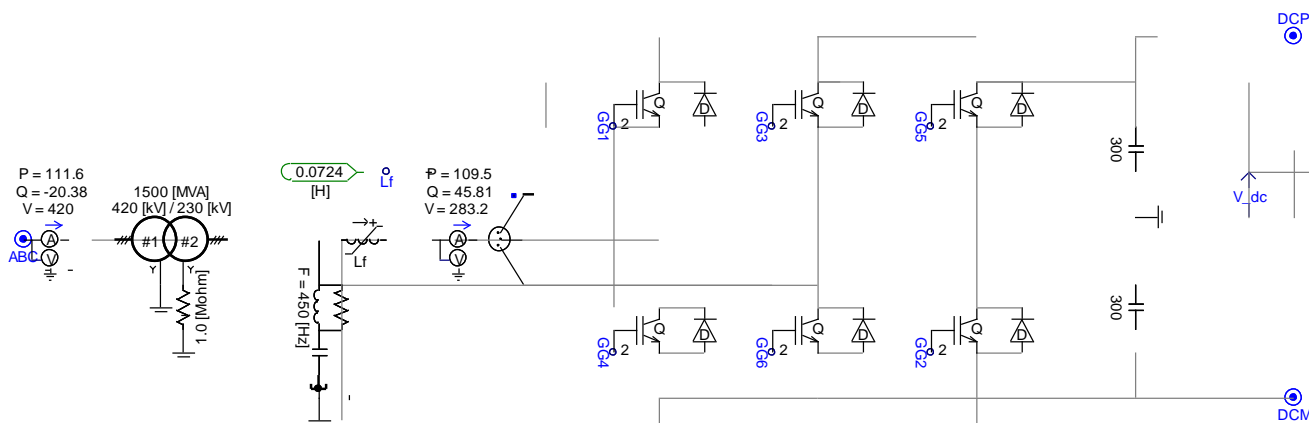


Figure C.2 : Station de conversion VSC à 2 niveaux.

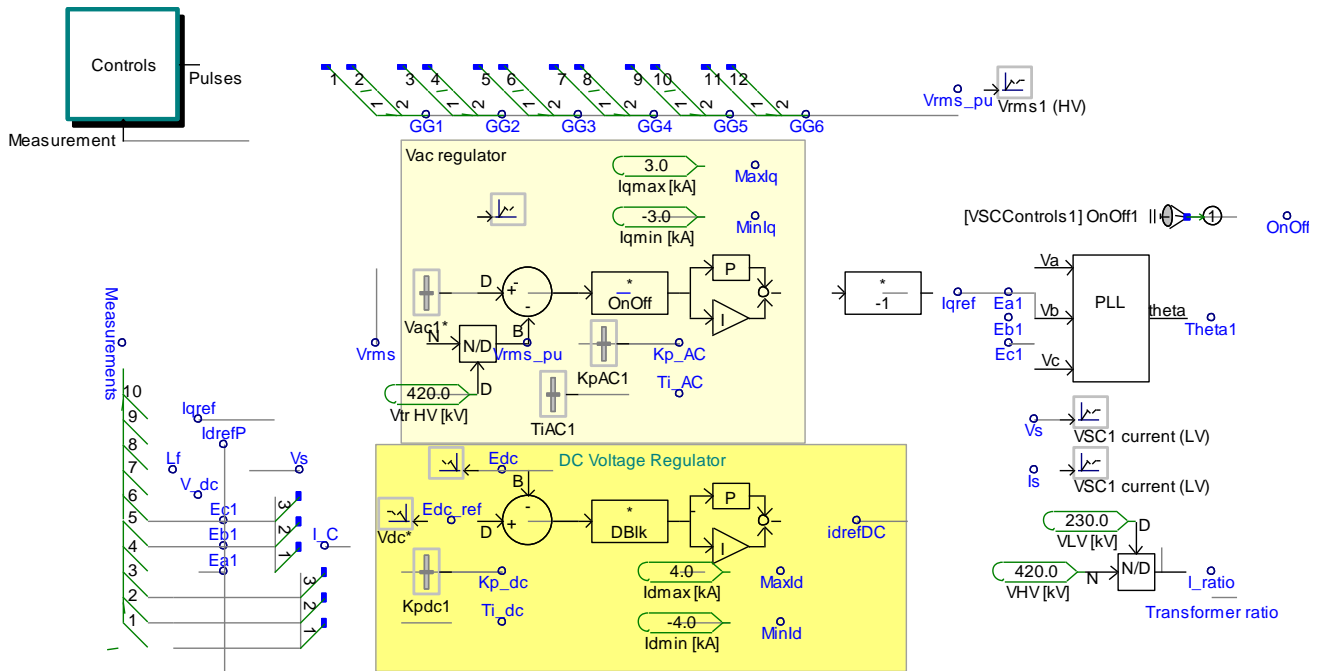


Figure C.3 : Schéma de contrôle d'une station VSC, contrôlé en  $V_{DC}$  et en  $V_{AC}$ .

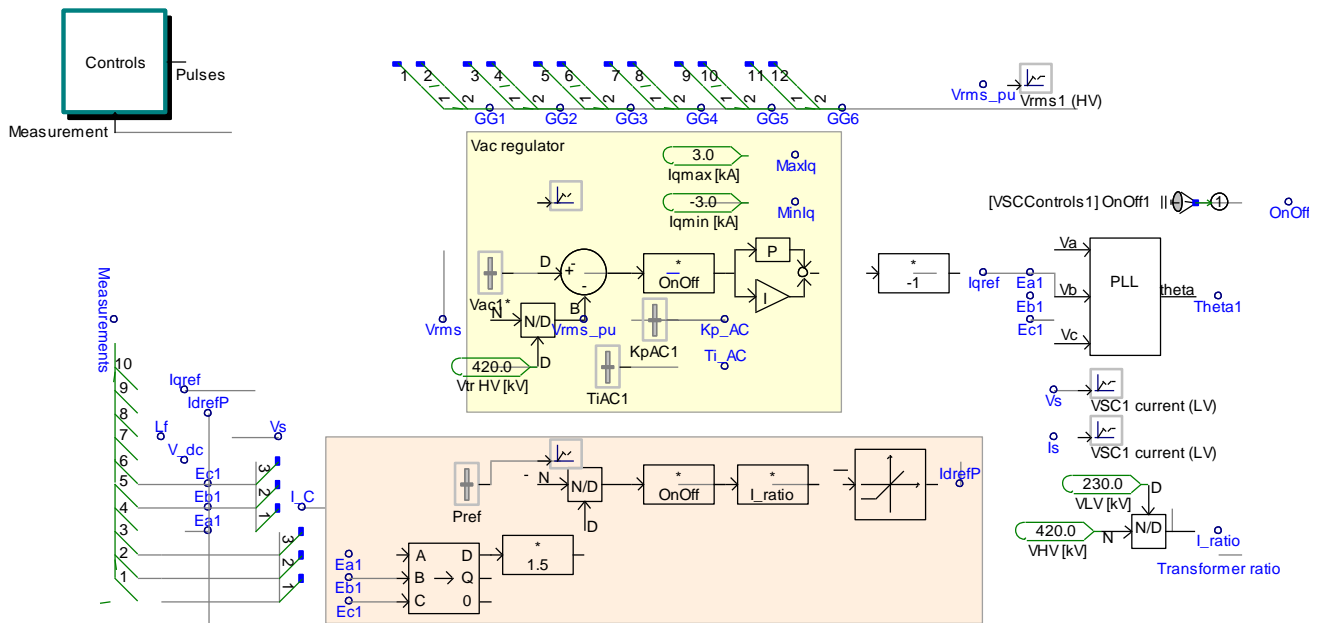


Figure C.4 : Schéma de contrôle d'une station VSC, contrôlé en  $P_{AC}$  et en  $V_{AC}$ .

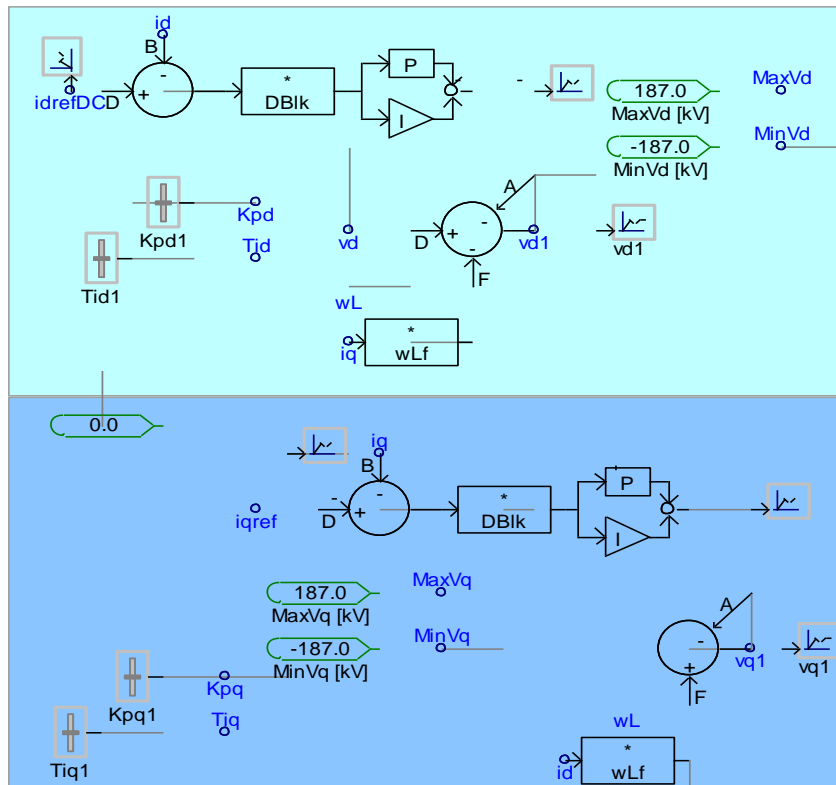


Figure C.5 : Schéma Contrôle interne d'une station VSC.

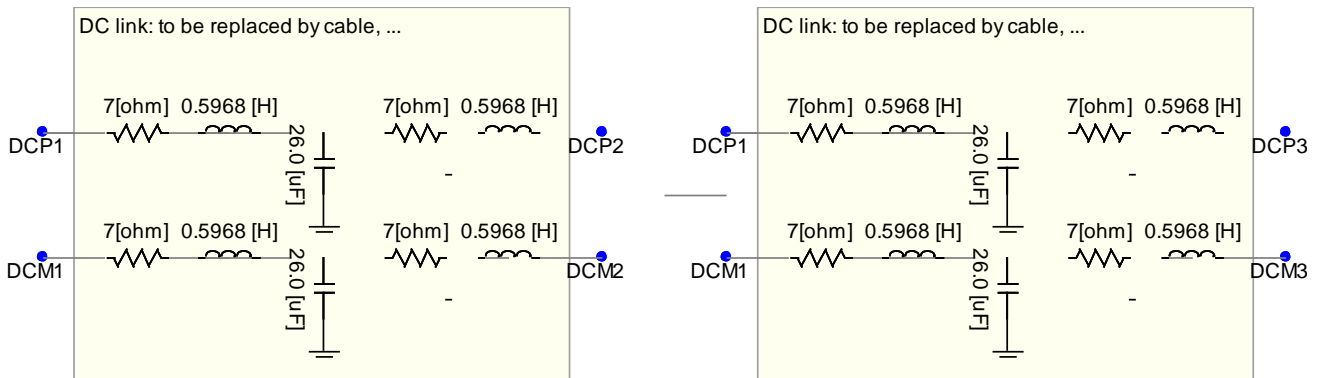


Figure C.6 : Schéma du câble DC.

## **Références bibliographiques**

## Références bibliographiques

- [1] Benhalima, S. "La Conception, la Modélisation et la Simulation du système VSC-HVDC offshore," Thèse de doctorat, École de technologie supérieure, Montréal, 2012.
- [2] Oni, O. E, Davidson, I. E., and Mbangula, K. N. I, "A review of LCC-HVDC and VSC-HVDC technologies and applications," in 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Florence, 2016, pp. 1-7.
- [3] Khatir, M. "Comportement d'une liaison à courant continu haute tension (CCHT) en régime de défaut," Thèse de Magister en électrotechnique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, Algérie, 2006.
- [4] Khazaei, J, Idowu, P, Asrari, A. Shafaye, A. B, and Piyasinghe, L, "Review of HVDC control in weak AC grids," *Electric Power Systems Research*, vol. 162, pp. 194-206, 2018.
- [5] Djehaf, M. A, "Contribution à l'analyse d'une liaison HVDC-VSC à base de convertisseurs multiniveaux," Thèse de doctorat en électrotechnique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, Algérie, 2017.
- [6] Nagu B, Ramana Rao PV, Sydulu M. "Enhancement of AC System Stability using Artificial Neural Network Based HVDC Controls, " *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol 3(4): pp. 441 – 455, 2013.
- [7] Chaudhuri, N, Chaudhuri R, B, Majumder R, Yazdani, A, "Multi-Terminal direct-current grids Modeling, Analysis, and Control, " IEEE Press, 2015.
- [8] Buigues, G, Valverde, V, Etxegarai, A, Eguía, P, Torres, E, "Present and future multiterminal HVDC systems: current status and forthcoming developments," *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, pp. 1-6, Malaga (Spain), April, 2017.
- [9] Barnes, M, Hertem, D. V, Teeuwsen, S. P, Callavik, M, "HVDC Systems in Smart Grids, " *Proceedings IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2082-2098, Nov. 2017.
- [10] Zangana, S, Ercelebi, E, "Enhance Power Quality by HVDC System, Comparison Technique between HVDC and HVAC Transmission Systems," *World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, Vol. 10, 2, pp. 271–279, 2016.
- [11] Monjean, P, " Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu ", Thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers ParisTech - Centre de Lille, Septembre 2012.
- [12] Siemens, "HVDC transmission solutions, " Erlangen, Germany, 2017.
- [13] ABB, "ABB wins orders of over \$ 300 million for world's first 1100 kV UHVDC power link in China, " Ludvica, Sweden, 2016.
- [14] Chen, T. F, Tan, T. T, and Ko, C. H, "Sustainable and Renewable Energy Application: From Green Buildings to Green Sustainability BT, " *Proceedings of the 2016 International Conference on Energy, Power and Electrical Engineering Atlantis Press*, 2016.
- [15] Ayari, M, "Approches d'analyse et de commande non linéaire de systèmes de transport HVDC, " Thèse de doctorat, Automatique / Robotique. Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs de Tunis, 2017.
- [16] Saad, H, A, "Modélisation et Simulation d'une Liaison HVDC de type VSC-MMC, " Thèse de doctorat, Montreal, Canada: École Polytechnique de Montréal , 2015
- [17] Carlsson L, " "Classical" HVDC: Still continuing to evolve," *Modern power systems*, vol. 22, pp. 19–21, Jun, 2002.
- [18] L. Carlsson, G. Flisberg et L. Weimers "Recent evolution in classic HVDC, " In *The 4th International Conference on Power Transmission & Distribution*, 2003.

- [19] Héctor, F. Latorre, S, “Modeling and Control of VSC-HVDC Transmissions” Doctoral Thesis, Royal Institute of Technology, School of Electrical Engineering Electric Power Systems, Stockholm, Sweden, 2011
- [20] Khatir, M, “Analyse de performance de différentes configurations d’une liaison de transport d’énergie à courant continu « VSC-HVDC » et son impact sur les réseaux alternatifs connectés,” Thèse de doctorat en électrotechnique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, Algérie, 2010.
- [21] Flitti, M, “Modélisation et Commande d’un système de conversion de type VSCHVDC,” Thèse de doctorat en électrotechnique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, Algérie, 2014.
- [22] Allebrod, S, Hamerski, J. S, et Marquardt, R, “New transformerless scalable modular multilevel converters for HVDC-transmission,” In in IEEE Power Electronics Specialists Conference, pp. 174-179, June 2008.
- [23] Liu, L, “Protection of multi-terminal HVDC systems: Algorithm development and performance verification by EMT simulations,” Thesis of PhD, Delft, Nederland: Delft University of Technology,
- [24] Flourentzou, N, Agelidis, V. G, and Demetriades, G. D, “VSC-based HVDC power transmission systems: An overview,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, pp. 592-602, March 2009.
- [25] Khatir, M, Zidi, S. A, Fellah, M. K, “Dynamic Performance Of a Back-To-Back HVDC Station Based on Voltage Source Converters,” Journal of electrical engineering, vol. 61, pp. 29-36, 2010.
- [26] Korompili, A, Wu, Q, Zhao, H, “Review of VSC HVDC connection for offshore wind power integration,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 59, pp. 1405-1414, 2016.
- [27] Kim S, Yokoyama A, Takano T, Izui Y, Hashimoto H. “Economic benefits comparison between point-to-point and multi-terminal VSC HVDC systems with large-scale wind farms,” IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering, vol 13. Pp. 1595-1602, 2018.
- [28] Gavriluta, C, Candela, J. I, Rocabert, J, Luna, A, Rodriguez, P, “Adaptive droop for control of multiterminal DC bus integrating energy storage,” IEEE Trans. Power Delivery 30(1), 16-24, 2015.
- [29] Li, X, Yuan, Z, Fu, J, Wang, Y, Liu, T, Zhu, Z “Nanao multi-terminal VSC-HVDC project for integrating large-scale wind generation,” In 2014 IEEE PES General Meeting Conference Exposition, pp. 1-5, 2014.
- [30] ABB, “The HVDC Transmission Québec - New England: The first large scale multiterminal HVDC transmission in the world,” Ludvica, Sweden, 31 July, 2013.
- [31] Morin, G, Bui, L, Casoria, S, and Reeve, J, “Modeling of the Hydro-Quebec-New England HVDC system and digital controls with EMTP,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 8, no. 2, pp. 559-566, 1993.
- [32] Billon, V, Taisne, J. P, Arcidiacono, V, and Mazzoldi, F, “The Corsican tapping: from design to commissioning tests of the third terminal of the Sardinia-Corsica-Italy HVDC,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, no. 1, pp. 794-799, 1989.
- [33] Yang, X, Yuan, C, Yao, D, Yang, C, and Yue, C, “Dynamic performance of series multiterminal HVDC during AC faults at inverter stations,” in Power Electronics and Applications (EPE'14-ECCE Europe), 2014 16th European Conference on, pp. 1-9, 2014.
- [34] Li Z, Zhan R, Li Y, He Y, Hou J, Zhao X, “Recent developments in HVDC transmission systems to support renewable energy integration,” Global Energy Interconnection, vol. 1, no. 5, 595-607, 2018.
- [35] Zhou, S, “Modelling and control of multi-terminal HVDC networks for offshore wind power generation,” thesis of master of philosophy, Cardiff University, 2011.

- [36] Davidson, C, Whitehouse, R, Barker, C, Dupraz, J. P. and Grieshaber, W, “A new ultra-fast HVDC circuit breaker for meshed dc networks,” in AC and DC Power Transmission, 11th IET International Conference, pp. 1-7, 2015.
- [37] Padiyar, K, “HVDC Power Transmission Systems: Technology and System Interactions,” Wiley Eastern Limited, 1990.
- [38] Petit, M, Bacha, S, Guillaud X, Morel, H, Planson, D, and Raison, B, “Les réseaux HVDC multi-terminaux : des défis multiples en génie électrique,” SGE 2014, pp. 8-10, 2014.
- [39] Hanc, J and Taylor, E. F., “From conservation of energy to the principle of least action: A story line,” American Journal of Physics, vol. 72, no. 4, pp. 514-521, April 2004.
- [40] Hingorani, N. G. and Gyugyi, L, “Understanding Facts: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems,” IEEE Press, New York, NY, ISBN 0- 7803-3455-8, 2000.
- [41] Woodford, D. A, “HVDC Transmission,” Manitoba HVDC Research Centre, Canada, 18 March 1998.
- [42] Pinto, R, T, “Multi-Terminal DC Networks System Integration, Dynamics and Control,” Delft, Nederland: Delft University of Technology, March 2014
- [43] Adapa, R, “High-Wire Act,” IEEE Power and Energy Magazine, pp. 18–29, 2012.
- [44] Häfner, J, Jacobson, B, “Proactive hybrid HVDC breakers – A key innovation for reliable HVDC grids,” in the International Symposium on Integrating supergrids and microgrids. Bologna: CIGRE., pp. 1–8, September 2011.
- [45] Kundur, P, “Power System Stability and Control,” ser. EPRI Power System Engineering Series. McGraw-Hill, 1994.
- [46] Bauer P, “Dynamic Analysis of Three-Phase AC Converters,” Thesis of PhD, Delft University of Technology, Delft,
- [47] Kundur, P, “Definition and Classification of Power System Stability,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, May 2004.
- [48] Zhang, L, “Modeling and control of VSC-HVDC links connected to weak ac systems,” PhD Thesis, Royal Institute of Technology, Electrical Engineering Dept., 2010.
- [49] Ahmadiyahangar, R, Rosin, A, Palu, L, Azizi, A, “Demand-side Flexibility in Smart Grid,” in Applied Sciences and Technology, Springer, Heidelberg, Germany, 2020.
- [50] Kumar A, Karma , B, Sherpa, S, Kalam, A, Chae, G. S, “Advances in Greener Energy Technologies,” in Green Energy and Technology, Springer, Heidelberg, Germany, 2020.
- [51] Kashem, S. B. A, Chowdhury, M. E. H, Ahmed, J, Ashraf, A, Shabrin, N, “Wind Power Integration with Smart Grid and Storage System: Prospects and Limitations,” International Journal of Advanced Computer Science and Applications, vol. 11, p. 552, 2020.
- [52] Singh, D, Kumar, M, Singh, Sharma, R, “An Overview and Issues of Smart Grid and its Integration with Renewable Energy,” International Journal of Innovative Science and Modern Engineering (IJISME) Vol. 4 no. 5, May 2016
- [53] Chaudhuri N. R, “Integrating Wind Energy to Weak Power Grids using High Voltage Direct Current Technology”, Springer International Publishing, April 2019.
- [54] Roadmap to the Supergrid technologies, “Friends of the Supergrid,” WG 2 Technological, Final Report, March 2012.
- [55] Hill, C, “Offshore Wind & The Supergrid,” présentation, 2009.
- [56] DESERTEC Foundation: [www.desertec.org](http://www.desertec.org).
- [57] Worzyk, T, “Submarine Power Cables: Design, Installation, Repair, Environmental Aspects,” in Power Systems , Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Germany, 2009.
- [58] Liu, R, “Long-distance DC Electrical Power Transmission,” IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 29, no. 5, pp. 37–46, 2013.



- [59] Nexans, “HVDC Mass Impregnated Cable Systems—a Well-Proven Concept,” Nexans Brings 40 Years of Successful Service Experience to the Industry, 2017.
- [60] Tzimas, A, “Space charge Evolution in XLPE HVDC cable with Thermal-Step Method and PulseElectro-Acoustic,” in 9th International Conference on Insulated Power Cables, Versailles, pp. 1–6, 2015.
- [61] Beddard, A and Barnes, M, “HVDC cable modelling for VSC-HVDC applications,” in Proc. IEEE PES GM 2014, Washington DC, 5 pages, USA, Jul. 27-31 2014.
- [62] Hanley, T. L, Burford, R. P, Fleming, R. J, and Barber, K. W, “A General Review of polymeric insulation for use in HVDC Cables,” IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 19, no. 1, pp. 13–24, 2003.
- [63] Chamane, M. N, “Protection of a voltage source converter (VSC) based HVDC system,” Master of Science in Electrical Engineering, College of Agriculture, Engineering and Science, University of Kwa-Zulu Natal, December 2017.
- [64] Etxegarai, A, “HVDC circuit breakers for HVDC grids,” International Journal of Engineering Research and Technology (IJERT), vol. 8, no. 11, pp. 665–670, 2019.
- [65] Wang, W, Barnes, M, Marjanovic, O, and Cwikowski, O, “Impact of DC breaker systems on multiterminal VSC-HVDC stability,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 31, no. 2, pp. 769–779, Apr. 2016
- [66] Muriuki, K, Muriithi, C. M, Ngoo, L, Nyakoe, G, “Review of HVDC Circuit Breakers Topologies,” Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE), Vol. 12, no.3, pp. 109-117, June 2017.
- [67] Pauli, B; Mauthe, G; Ruoss, E; Ecklin, G; Porter, J, Vithayathil, J, “Development of a high current VDC circuit breaker with fast fault clearing capability,” Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.3, no.4, pp.2072,2080, Oct 1988.
- [68] Abedrabbo, M, Leterme, W. and Van Hertem, D, “Analysis and enhanced topologies of active-resonance DC circuit breaker,” 9th European Conference on Power Electronics (EPE'17 ECCE Europe), Warsaw, Poland, Sept. 11-14, 2017, 10 pages.
- [69] Callavik, M, Bahrman, M, Sandeberg, P, “Technology developments and plans to solve operational challenges facilitating the HVDC offshore grid,” Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE , vol., no., pp.1,6, 22-26 July 2012.
- [70] Hafner, J, Jacobson, B, “Proactive Hybrid HVDC Breakers - A key innovation for reliable HVDC grids,” presented at electric power system of the future – Integrating supergrids and microgrids International Symposium, Bologna, Italy, 13-15, Sep,2011.
- [71] Jovcic, D, Tang, G, Pang, H, “Adopting Circuit Breakers for HighVoltage dc Networks: Appropriating the Vast Advantages of dc Transmission Grids,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 17, (3), pp. 82-93, 2019.
- [72] Rao, H, “Architecture of Nan'ao multi-terminal VSC-HVDC system and its multi-functional control,” CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 1, pp. 9-18, 2015.
- [73] Zhang, Z, Li, X, “Research and Development of 160 kV Ultra Fast Mechanical HVDC Circuit Breaker,” Dianwang Jishu/Power System Technology, vol. 41, pp 2417-2422, Aug. 2017.
- [74] Alvarez, J. P, “DC-DC converter for the interconnection of HVDC grids,” Electric power. Université Grenoble Alpes, 2019.
- [75] Khan, Z. W, Minxiao, H, Kai, C, Yang, L, Rehman, A, “State of the Art DC-DC Converter Topologies for the Multi-Terminal DC Grid Applications: A Review,” 2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy (PESGRE2020), pp. 1-7, 2020.
- [76] Kolparambath, S. K, “DC/DC Converters in Multi-terminal HVDC System for Integrating Offshore Wind Farms,” Master of Science Thesis, Delft University of Technology and in Technology-Wind Energy, Norwegian, 2015.

- [77] Soltau, N, Stagge, H, De Doncker, R. W., and Apeldoorn, O, "Development and demonstration of a medium-voltage highpower DC-DC converter for DC distribution systems," 2014 IEEE 5th Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst. PEDG 2014, no. 978, 2014.
- [78] Lin, W, "DC-DC autotransformer with bidirectional DC fault isolating capability," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 31, no. 8, pp. 5400–5410, 2016.
- [79] Jovicic, D, "Step-up DC-DC converter for megawatt size applications," IET Power Electron., vol. 2, no. 6, pp. 675–685, 2009.
- [80] Yang J, He Z, Pang, H, and Tang, G, "The hybrid-cascaded DCDC converters suitable for HVdc applications," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 30, no. 10, pp. 5358–5363, 2015.
- [81] Haileselassie, T. M, "Control, Dynamics and Operation of Multi-terminal VSC-HVDC Transmission Systems," Thesis of PhD, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, December 2012.
- [82] Haileselassie, T. M, Molinas, M, Undeland, T, "Multi-Terminal VSC-HVDC System for Integration of Offshore Wind Farms and Green Electrification of Platforms in the North Sea," Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, pp. June 9-11, 2008.
- [83] Gonzalez, F., Roldan, J, "Effects of DC Voltage Control Strategy on Voltage Response on MultiTerminal HVDC following Loss of a Converter Station," in IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013.
- [84] Chai, R, Zhang, B, Dou, J, "Improved DC Voltage Margin Control Method for DC Grid Based on VSCs," 2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), pp. 1683-1687, Rome, 2015.
- [85] Bibaya, L, Liu, C, Li, G, "An Improved Coordinated Control strategy of VSC-MTDC Distribution Network," 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), pp. 1-7, 2018.
- [86] Pinto, R. T, "Dynamics and Control of VSC-based HVDC Systems," Master Thesis, Politecnico di Torino, Torino, Italy, 2008.
- [87] Rodrigues, S, "Dynamic Modeling and Control of VSC-based Multi-terminal DC Networks" With focus on offshore wind energy systems.; vol. 1. Lambert Academic Publishing; 2012.
- [88] Cole, S, "Steady-State and Dynamic Modelling of VSC HVDC Systems for Power System Simulation," PhD Thesis, Katholieke Universiteit Leuven, Belgium, 2010.
- [89] ABB, "It's Time to Connect With Offshore Wind Supplement," Sweden, 2010.
- [90] Harnefor, s L, "Control of VSC-HVDC Transmissions," Sweden, 2008.
- [91] Agelidis, V. G, Demetriades, G. D, and Flourentzou, N, "Recent Advances in High-Voltage DirectCurrent Power Transmission Systems," appears in Industrial Technology, Mumbai, December, 2006.
- [92] Arrillaga, J, Liu, Y, and Watson, N, "Flexible Power transmission - The HVDC Options," John Wiley & Sons, Ltd, NYC, 2007.
- [93] Acha, E, Agelidis, V, Anaya, O, and Miller, T, "Power electronic control in electrical systems," Elsevier, 2001.
- [94] Johansson, S. G, Asplund, G, "Power System Stability Benefits with VSC DC-transmission Systems," CIGRE, Paris, 2004.
- [95] Poullain, S, Heliodore, F, Henni, A, Thomas, J. L, Courbon E, "Modelling of the dynamic characteristics of the DC line for VSC transmission scheme," Seventh International Conference on AC DC Power Transmission, pp. 305-310, London UK, 28-30 November 2001.
- [96] Rault, P, "Modélisation Dynamique et Commande des Réseaux à Courant Continu Multi-Terminaux Haute Tension," thèse de doctorat, Université Lille Nord-de-France, Mars, 2014

- [97] Yu, L., Li, R., Xu, “Distributed PLL-based Control of Offshore Wind Turbines Connected with Diode-Rectifier based HVDC Systems,” IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. PP, pp. 1-1, 2017.
- [98] Alsiraji, H. K. A, “Cooperative autonomous control for active power sharing in multi-terminal VSC-HVDC,” Masters Thesis, University of Waterloo, 2014.
- [99] Teppoz, L, “Commande d’un système de conversion de type VSC-HVDC. Stabilité – Contrôle des perturbations,” thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2005.
- [100] V.K. Sood, “HVDC Transmission,” in Power Electronics Handbook, Cambridge, MA 02139, United States, Fourth Edition, pp. 847– 884, 2018.
- [101] González, F, Regulski P, Wall P, Terzija, V, “Fixed speed wind generator model parameter estimation using improved particle swarm optimization and system frequency disturbances,” The 1st IET conference on renewable power generation, RPG 2011, Edinburgh, pp 1–5, 2011.
- [102] Beerten, J, “Modeling and Control of DC Grids,” Heverlee: Arenberg Doctoral School, May 2013.
- [103] Akkari, S, Petit, M, Guillaud, X, Dai, J, “Modélisation, simulation et commande des systèmes VSC-HVDC multi-terminaux, ” in Symposium de Génie Electrique (SGE14) , July 2014.
- [104] Yousefpoor, N, Kim, S, and Bhattacharya, S, “Multi-terminal DC grid control under loss of terminal station,” in 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Pittsburgh, PA, pp. 744-749, 2014.
- [105] Arrillaga, J and Smith, B. D, “AC-DC power system analysis,” Stevenage: Institution of Electrical Engineers, 1998.
- [106] Nakajima, T, Irokawa, S, “A controlsystem for HVDC transmission by voltage sourced converters,” 1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings, pp. 1113-1119 vol.2, 1999.
- [107] Belgacem, M, Khatir, M, Djehaf, M. A, Bouddou, R and Zidi, S. A, “Modeling and Control of Multi-Terminal Direct Current with Voltage Margin Control Strategy,” 2019 4th International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA), pp. 1-6 Elazig, Turkey, 2019.
- [108] Abdel-Khalik, A. S, Massoud, A. M, Elserougi, A. A and Ahmed, S, “Optimum Power Transmission-Based Droop Control Design for Multi-Terminal HVDC of Offshore Wind Farms,” in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 3401-3409, Aug. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2238685.
- [109] Belgacem, M, Khatir, M, Djehaf, and Zidi, S. A, “Performance Analysis of a MTDC Transmission System with Master-Slave Control under Steady State and Faulted,” First International Conference on Smart Grids, CIREI’2019, ENP- Oran, P198, Algeria, March 17-18, 2019.
- [110] Belgacem, M, Khatir, M, Djehaf, and Zidi, S. A, “Dynamic Performance of Multi-Terminal VSC HVDC Systems with Master Slave Voltage Control,” The First International Conference on Materials Environment Mechanical and Industrial Systems, University of DJELFA, Algeria, 29-30 June 2019.
- [111] Chen, S, Tang, X, Zhang W. Q, “Stability Constraints of the Transmission Capacity about VSC-HVDC System Supply to the Passive Network,” 2015 International Conference on Power Electronics and Energy Engineering (PEEE 2015), pp. 24-28, 2015.
- [112] Weidong, Q, Jianwen, R and Xianchao, L, “Study on VSC-HVDC Connecting to Passive Network and Its Control Strategies,” Advanced Materials Research, vol. 3247, pp. 1371-1375, July 2014.

- [113] Singh S, Gautam, A. R. and Fulwani, D, “Constant power loads and their effects in DC distributed power systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, pp. 407-421, May 2017.
- [114] Sakamuri, J. N, Göksu, Ö, Bidadfar, A, Saborío, R. O., Jain, A, & Cutululis, N. A, “Black Start by HVdc-connected Offshore Wind Power Plants,” In *Proceedings of the IEEE 45th Annual Conference of the Industrial Electronics Society* pp. 7045-7050, 2019.
- [115] Abdelwahed, M, A “Multi-terminal VSC-HVDC Based Offshore Wind-Farms Integration System Operation and Control,” PhD thesis, University of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada, 2017.
- [116] Akhter, F, Macpherson, D. E, and Harrison, G. P, “Enhanced multiterminal HVDC grid management for reliable AC network integration,” in *Proc. 7th IET Int. Conf. Power Electron., Mach. Drives (PEMD)*, p. 495, 2014.
- [117] Haileselassie, T. M and Uhlen, K, “Impact of DC Line Voltage Drops on Power Flow of MTDC Using Droop Control,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1441-1449, Aug. 2012.
- [118] Belgacem, M, Khatir, M, Djehaf, M. A, Bouddou, R and F, Benhamida “Analysis and impacts of implementing droop control in multi-terminal VSC-HVDC under the steady state and transient stability,” 2020 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT), pp. 1-6, Rabat, Morocco, 2020.
- [119] Beerten, J and Belmans, R, “Analysis of power sharing and voltage deviations in droop-controlled DC grids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4588–4597, Nov. 2013.
- [120] Xiao, L, Xu, Z, An, T and Bian, Z, “Improved Analytical Model for the Study of Steady State Performance of Droop-Controlled VSC MTDC Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2083-2093, May 2017.
- [121] Q. Peng, Liu, T, Wang, S, Qiu, Y, Li, X, Li B, “Determination of droop control coefficient of multi-terminal VSC–HVDC with system stability consideration,” *IET Renewable Power Gener.*, vol. 12, no. 13, pp. 1508-1515, Oct. 2018.
- [122] Chaudhuri, N. R and Chaudhuri, B, “Adaptive Droop Control for Effective Power Sharing in Multi-Terminal DC (MTDC) Grids,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 21-29, Feb. 2013.
- [123] Dierckxsens, Srivastava, C. K., Reza, M, Cole, S, Beerten, J, and Belmans, R, “A distributed DC voltage control method for VSC MTDC systems,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 82, no. 1, pp. 54–58, Oct. 2012.
- [124] Gao, F, Kang, R, Cao, J and Yang, T, “Primary and secondary control in DC microgrids: a review,” in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 227-242, March 2019.
- [125] Simiyu, P, Xin, A, Bitew, G. T, Shahzad, M and Tuan, L. K, “A Review of the DC Voltage Coordinated Control Strategies for the Multi-terminal VSC MVDC Distribution Network,” *Proceedings.14th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, pp. 1-9, 2018.
- [126] Cole, S, Karoui, K, Vrana, T. K, Fosso, O. B, Curis, J, Denis, A, “A European Supergrid: Present state and future challenges,” *Proc. 17th Power Systems Computation Conf.*, 2011-Aug.
- [127] Chatzivasileiadis S, Ernstb, D, Anderssona, G, “The Global Grid,” *Renewable Energy* vol. 57 pp. 372-383
- [128] Ren, Z, Verma, S. A, Li, Y, Teuwen, J. E, Jiang, Z “Offshore wind turbine operations and maintenance: A state-of-the-art review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 372-383, 2013.

- [129] Inger, R, Attrill, M. J., Bearhop, S, Broderick, A. C., Grecian, W. J, Hodgson, D. Mills, J, C. Sheehan E, Votier, S. C, Witt, M. J. and Godley, B. J., "Marine renewable energy: potential benefits to biodiversity? An urgent call for research," *Journal of Applied Ecology*, 2009.
- [130] Esteban, M. D, Diez J. J, López, J. S., Negro, V., "Why offshore wind energy?" *Universidad Politécnica de Madrid, C/Profesor Aranguren S/N*, 28, 2010.
- [131] Henderson, A. Morgan, R, C, Smith, B, Sørensen, H. C, Barthelmie, R. J, Boesmans, B, "Offshore wind energy in Europe- A review of the state-of-the-art," *Wind Energ.* 6:35–52 Review. Article, 2003.
- [132] Diaz, H and Soares, C. G, "Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms," *Ocean Engineering*, vol. 209, pp. 107381, Aug. 2020.
- [133] Yaramasu V, Wu, B, Sen, P. C, Kouro, S. and Narimani, M, "High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 103, no. 5, pp. 740-788, May 2015.
- [134] <https://www.4coffshore.com/201919 August 2019>
- [135] Haileselassie, T. M and Uhlen, K, "Power System Security in a Meshed North Sea HVDC Grid," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 101, no. 4, pp. 978-990, April 2013.
- [136] IRENA, "Innovation landscape brief: Supergrids, International Renewable Energy Agency", Abu Dhabi, 2019.
- [137] Bisla, M. S, Waris, M, Kishore M P, Ravishankar B S, "Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms," *International Journal For Technological Research In Engineering*, vol. 5, no. 12, August-2018.
- [138] Lazarou, S, Covrig, C, Colak, I, Minnebo, P, Wilkening, H. and Fulli, G, "Behaviour of multi-terminal grid topologies in renewable energy systems under multiple loads," 2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), pp. 1-4, 2012.
- [139] Belgacem, M, Khatir, M, Djehaf, M. A, Zidi, S, A, Bouddou, R, "Implementation of DC voltage controllers on enhancing the stability of multi-terminal DC grids," *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 11, no. 3, pp. 1894-1904, June 2021.
- [140] Li, B, He, J, Li, Y, and Li, B, "A review of the protection for the multiterminal VSC-HVDC grid," *Protection Control Mod. Power Syst.*, vol. 4, no. 1, p. 21, Dec. 2019.
- [141] SGRI "Participates in Construction of Zhang-Bei DC Grid Pilot Project". Accessed: Nov. 2018. [Online].

نظرًا للتطورات الأخيرة في تكنولوجيا الإلكترونيات الصناعية، أصبح نظام نقل التيار المستمر العالي الجهد (HVDC) بديلاً لنقل الطاقة خاصة عبر مسافات طويلة. مع العدد المتزايد من خطوط ربط (HVDC) نقطة إلى نقطة، قد يكون من المفيد توصيلها معاً بشكل مباشر من خلال شبكة التيار المستمر التي تتمثل في أنظمة التيار المستمر متعددة الأطراف (MTDC)، والتي تتكون من أكثر من محطتي تحويل متصلة ببعضها البعض عبر شبكة التيار المستمر، قادر على زيادة مرونة و موثوقية أنظمة النقل. تثير استخدامات شبكة التيار المستمر متعددة الأطراف اهتمامًا متجددًا بشبكة التيار المستمر المتشابكة الدولية "الشبكات الفائقة (Supergrid)" ، والتي تسمح بدمج المزيد من مصادر الطاقة المتجددة. حاليًا، هناك تقنيتان للمحولات تعتمدان على الجهد و التيار (VSC و CSC) تستخدم في شبكة (HVDC). قد لا تكون تقنية CSC اقتراحًا جيدًا في تطوير MTDC لأنها تحتاج إلى عكس قطبية الجهد أثناء انعكاس تدفق الطاقة. من ناحية أخرى، لا تحتاج تقنية VSC إلى عكس القطبية لتغيير اتجاه تدفق الطاقة ، لذلك يبدو أن MTDC مع VSC هو الحل الأفضل. الهدف الرئيسي من هذه الأطروحة هو تطوير ونمذجة والتحكم في طوبولوجيا مختلفة لنظام VSC-MTDC. تم تطوير وتنفيذ استراتيجيات مختلفة تعتمد على التحكم في جهد التيار المستمر ، السيطرة على نظام التشغيل الرئيسي ، هامش التوتر ، التحكم في التدلي والتحكم في تدلي النطاق الميت. تم التحقق من صحة تنفيذ استراتيجيات التحكم وتأسيسها باستخدام برنامج PSCAD / EMTDC وتم تطبيق سيناريوهات مختلفة لإظهار جدوى ومناة نظام MTDC .

**الكلمات المفتاحية :** نظام نقل التيار المستمر العالي الجهد، أنظمة التيار المستمر متعددة الأطراف، الشبكات الفائقة، السيطرة على نظام التشغيل الرئيسي، وهامش الجهد، التحكم في التدلي، التحكم في تدلي النطاق الميت.

## Résumé

En raison des récents développements de la technologie électronique de puissance, le système de transport en courant continu à haute tension (CCHT ou HVDC) est devenu une alternative pour le transport de puissance, en particulier sur de longues distances. Compte tenu du nombre croissant des connexions HVDC point-à-point, il pourrait être bénéfique de les connecter directement plutôt qu'à travers des réseaux DC, basé sur des systèmes HVDC multi-terminaux (MTDC), qui consistent en plus de deux stations de conversion connectées, et capable d'augmenter la flexibilité et la fiabilité des systèmes de transmission. Les utilisations du réseau MTDC suscitent un regain d'intérêt pour le réseau DC maillé international « Supergrid », qui permet d'intégrer davantage de sources d'énergie renouvelable (RES) peuvent être intégrées. Actuellement, deux technologies de convertisseurs basés sur des convertisseurs de source de tension et de courant (VSC et CSC) sont utilisées dans le réseau HVDC. La technologie CSC n'est peut-être pas une bonne suggestion dans le développement du MTDC car elle nécessite une inversion de la polarité de la tension lors de l'inversion du flux de puissance. D'autre part, la technologie VSC n'a pas besoin d'une inversion de polarité pour changer la direction du flux d'énergie, donc un réseau MTDC avec des VSC semble être une meilleure solution. L'objectif principal de cette thèse est de développer, modéliser et contrôler différentes topologies d'un système VSC-MTDC. Différentes stratégies basées sur le contrôle de la tension continue ont été développées et mises en œuvre à savoir: la commande maître-esclave, marge de tension, contrôle du statisme et finalement le contrôle du statisme à bande morte. L'implémentation des stratégies de commande a été validée et établie à l'aide de logiciel PSCAD/EMTDC et différents scénarios ont été appliqués pour montrer la faisabilité et la robustesse du système MTDC.

**Mots clés:** HVDC, MTDC, Super-réseau, VSC, CSC, réseau DC maillé, maître-esclave, marge de tension, contrôle du statisme, contrôle du statisme à bande morte.

## Abstract

Due to the recent developments in power electronic technology, High-Voltage Direct Current (HVDC) transmission system has become an alternative for transmitting power especially over long distances. With the growing number of point-to-point HVDC connections, it may be beneficial to connect them directly together than through DC grid, based on the multi-terminal HVDC (MTDC) system, which consists of more than two converter stations connecting together through a DC grid, is able to increase the flexibility and reliability of transmission systems. The MTDC grid uses are sparking renewed interest in the international meshed DC grid "Supergrid", which allows more renewable energy sources (RES) to be integrated. Currently, two technologies converters which are based on voltage and current source converter (VSC and CSC) are used in HVDC grid. The CSC technologie is may not be a good suggestion in developing MTDC because it needs a reversal of voltage polarity during the reversal of power flow. On the other hand, the VSC technologie doesn't need a reversal of polarity for changing the direction of power flow, therefore MTDC with VSC seems to be a better solution. The main objective of this thesis is to develop, modeling and control different topologies of a VSC-MTDC system. Different strategies based on DC voltage control were developed and implemented, master slave, voltage margin, droop control and dead band droop control. The implementation of control strategies were validated and established using PSCAD/EMTDC and different case scenarios were applied to show its feasibility and robustness of the MTDC system.

**Key words:** HVDC, Multi-terminal (MTDC), meshed DC grid, Supergrid, CSC, master slave, voltage margin, droop control, dead band droop control.