

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université de Sidi Bel-Abbes
Faculté de Génie électrique
Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

AMARI Abderrahmane

Pour l'obtention du diplôme de :
Doctorat en Sciences en Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Thème

**Étude de l'impact d'un dispositif STATCOM sur la performance
d'une liaison HVDC alimentant un faible réseau alternatif**

Présentée devant le jury composé de:

| | | | |
|---------------------|------------|-----------|--------------------|
| Gherbi Fatima Zohra | Professeur | U.D.L.SBA | Présidente |
| HADJERI Samir | Professeur | U.D.L.SBA | Directeur de thèse |
| Allali Ahmed | Professeur | U.S.T.O | Examineur |
| Bouzeboudja Hamid | Professeur | U.S.T.O | Examineur |
| Lakdja Fatiha | M.C.A. | U. Saida | Examineur |
| Zidi Sid Ahmed | Professeur | U.D.L.SBA | Examineur |
| Khatir Mohamed | Professeur | U.D.L.SBA | Invité |

Soutenue le : ... / ... /2019

Remerciements

Ce travail a été accompli au sein du laboratoire de recherche (ICEPS) de l'université Djillali Liabes De Sidi Bel- Abbès, faculté des sciences de l'ingénieur, je tiens à remercier le staff de ces institutions de recherche.

En premier lieu, je remercie spécialement mon directeur de thèse: HADJERI Samir, professeur à l'université de Sidi Bel-Abbès. Je le remercie tout d'abord pour l'accord d'effectuer ce projet de thèse et pour ces précieuses guidance, conseils, orientations et directions, pour l'aide tout au long de mon travail. Je tiens à le remercier aussi pour sa patience durant la rédaction et la finalisation de ce mémoire.

Ensuite, Je tiens à remercier Madame GHERBI Fatima Zohra, Professeur à l'université de Sidi Bel-Abbès, qui a accepté de juger ce travail et m'a fait l'honneur de présider ce jury.

Pour leur participation à l'évaluation scientifique de ces travaux, je tiens également à remercier Messieurs ALLALI Ahmed, professeur à l'U.S.T.O, BOUZEBOUDJA Hamid, professeur à l'U.S.T.O, LAKDJA Fatiha, docteur à l'université de Saida et ZIDI Sid Ahmed, professeur à l'université de Sidi Bel-Abbès en tant que membres du jury. Je les remercie aussi pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail en acceptant de le juger.

J'exprime vivement ma gratitude et reconnaissance à Monsieur KHATIR Mohamed professeur à l'université de Sidi Bel-Abbès qui m'a aidé dans la préparation de ma thèse et pour l'intérêt qu'il a manifesté en participant en qualité de membre invité à ce jury.

Je remercie aussi tous les enseignants et les responsables du Département d'Electrotechnique de l'Université de Sidi Belabès pour leurs aides et leurs encouragements. Sans oublier mes collègues de travail, d'étude et du domaine de recherche.

Je tiens enfin à remercier également toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Liste des Figures

| | | |
|----------|--|----|
| Fig.1.1 | Comparaison des coûts de la transmission AC et DC..... | 12 |
| Fig.1.2 | Schéma simplifié de la configuration globale du système HVDC..... | 15 |
| Fig.1.3 | Liaison bipolaire LCC-HVDC..... | 16 |
| Fig.1.4 | Liaison bipolaire VSC-HVDC..... | 17 |
| Fig.1.5 | Système LCC-HVDC dos à dos avec convertisseurs 12 impulsions..... | 19 |
| Fig.1.6 | Système LCC-HVDC mono-polaire avec convertisseurs 12 impulsions..... | 19 |
| Fig.1.7 | Système bipolaire LCC-HVDC avec un convertisseur de 12 impulsions par pôle. | 20 |
| Fig.1.8 | Exemples de liaisons MTDC - VSC - Configuration parallèle..... | 21 |
| Fig.1.9 | Schéma de principe d'une liaison MTDC-LCC en configuration série..... | 21 |
| Fig.2.1 | Composantes d'une liaison HVDC..... | 23 |
| Fig.2.2 | Pont convertisseur à 6 impulsions (pont de Graëtz)..... | 26 |
| Fig.2.3 | Formes d'ondes de la tension et du courant obtenues pour $\alpha=15^\circ$ | 28 |
| Fig.2.4 | Forme du courant circulant dans la phase A du convertisseur..... | 29 |
| Fig.2.5 | Processus de commutation entre la valve 1 et la valve 3..... | 31 |
| Fig.2.6 | Circuit équivalent de base pendant la commutation..... | 32 |
| Fig.2.7 | Système HVDC typique reliant deux systèmes AC..... | 40 |
| Fig.2.8 | Liaison de transmission HVDC..... | 42 |
| Fig.2.9 | Contrôle de courant..... | 46 |
| Fig.2.10 | Contrôle d'angle d'extinction | 46 |
| Fig.2.11 | Caractéristique V_d-I_d à l'état stable d'un système HVDC bipolaire..... | 47 |
| Fig.2.12 | Caractéristique combinée redresseur-onduleur..... | 52 |
| Fig.3.1 | Représentation simplifiée d'une liaison HVDC alimentant un système AC..... | 57 |
| Fig.3.2 | Liaison HVDC point à point 1000MW 50/60Hz..... | 64 |
| Fig.3.3 | Court circuit monophasé côte onduleur ($SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=10$)..... | 65 |
| Fig.3.4 | Court circuit monophasé côte onduleur ($SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=5$)..... | 66 |
| Fig.3.5 | Court circuit monophasé côte onduleur ($SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=2.5$)..... | 67 |
| Fig.3.6 | Court circuit triphasé côte onduleur ($SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=10$)..... | 68 |
| Fig.3.7 | Court circuit triphasé côte onduleur ($SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=5$)..... | 69 |
| Fig.3.8 | Court circuit triphasé côte onduleur ($SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=2.5$)..... | 70 |
| Fig.4.1 | TCR et TSC..... | 76 |
| Fig.4.2 | SVC..... | 77 |

| | |
|--|-----|
| Fig.4.3 Schéma du SVC et TCBR..... | 78 |
| Fig.4.4 Schéma de base d'un STATCOM à base d'IGBT..... | 79 |
| Fig.4.5 Caractéristiques V I du STATCOM..... | 79 |
| Fig.4.6 Structure d'un TCSC..... | 80 |
| Fig.4.7 Structure d'un TCSR..... | 80 |
| Fig.4.8 Schéma de base du SSSC..... | 81 |
| Fig.4.9 Schéma de base d'un TCPAR..... | 82 |
| Fig.4.10 Schéma de base d'un IPFC..... | 83 |
| Fig.4.11 Schéma de base d'un UPFC..... | 83 |
| Fig.4.12 Circuit équivalent du STATCOM..... | 84 |
| Fig.4.13 $V_r > V_{sh}$ | 85 |
| Fig.4.14 $V_r < V_{sh}$ | 85 |
| Fig.4.15 Schéma unifilaire du réseau étudié..... | 86 |
| Fig.4.16 VSC 48-impulsions..... | 87 |
| Fig.4.17 La tension de sortie du VSC 48-impulsions..... | 88 |
| Fig.4.18 Le spectre des harmoniques du VSC 48-impulsions à trois niveaux de tensions | 88 |
| Fig.4.19 La Tension V_r dans une ligne chargée sans STATCOM..... | 89 |
| Fig.4.20 La puissance active transportée par la ligne chargée sans STATCOM | 90 |
| Fig.4.21 La puissance réactive transportée par la ligne sans STATCOM..... | 90 |
| Fig.4.22 Une phase de la tension du STATCOM comparée avec la tension V_r | 91 |
| Fig.4.23 Le courant active et réactive dans la ligne avec STATCOM..... | 92 |
| Fig.4.24 La puissance réactive transportée par la ligne avec STATCOM..... | 93 |
| Fig.4.25 Déphasage entre les tensions V_s et V_r | 93 |
| Fig.4.26 Déphasage entre tension et courant du STATCOM..... | 94 |
| Fig.4.27 La tension continue U_{dc} à la borne du condensateur..... | 94 |
| Fig.4.28 La puissance active transportée par la ligne avec STATCOM..... | 95 |
| Fig.4.29 La tension V_r du réseau avec STATCOM | 95 |
| Fig.4.30 La tension V_r mesurée au jeu de barre r de la ligne (sans STATCOM)..... | 96 |
| Fig.4.31 Les puissances active et réactive transportée par la ligne (sans STATCOM)..... | 97 |
| Fig.4.32 La tension V_r mesurée au jeu de barre r de la ligne (avec STATCOM en mode régulation de la tension..... | 97 |
| Fig.4.33 Les puissances active et réactive transportée par la ligne (avec STATCOM)..... | 98 |
| Fig.5.1 Le model de CIGRE HVDC avec STATCOM..... | 100 |
| Fig.5.2 Formes usuelles des fonctions d'appartenance..... | 103 |

| | |
|---|------------|
| Fig.5.3 Univers de discours d'une variable linguistique..... | 104 |
| Fig.5.4 Structure générale d'une commande floue..... | 104 |
| Fig.5.5 Contrôleur hybride Fuzzy-PI..... | 106 |
| Fig.5.6 Fonctions d'appartenance d'entrée et de sortie..... | 106 |
| Fig.5.7 Court circuit triphasée-terre à travers une résistance $R=44\Omega$ Système conventionnel (avec contrôleur PI)..... | 110 |
| Fig.5.8 Court circuit triphasée-terre à travers une résistance $R=44\Omega$ (Système avec contrôleur hybride Fuzzy-PI)..... | 111 |
| Fig.5.9 Court circuit triphasée-terre à travers une résistance $R=44\Omega$ (Système conventionnel avec STATCOM)..... | 112 |
| Fig.5.10 Court circuit triphasée-terre à travers une résistance $R=45\Omega$ (Système avec contrôleur Fuzzy-PI et STATCOM)..... | 113 |
| Fig.5.11 Court circuit triphasée-terre à travers une résistance $R=45\Omega$ Système conventionnel (avec contrôleur PI)..... | 116 |
| Fig.5.12 Court circuit triphasée-terre à travers une résistance $R=45\Omega$ Système avec contrôleur hybride Fuzzy-PI..... | 117 |
| Fig.5.13 Court circuit triphasée-terre à travers une résistance $R=45\Omega$ Système conventionnel avec STATCOM..... | 118 |
| Fig.5.14 Court circuit triphasée-terre à travers une résistance $R=45\Omega$ Système avec contrôleur Fuzzy-PI et STATCOM..... | 119 |

Listes des abréviations et des symboles

| | |
|----------------|---|
| AC | Courant alternative (Alternating Current) |
| CC | Courant constant (Constant Current) |
| CEA | Angle d'extinction constant (Constant Extinction Angle) |
| CIA | Angle d'allumage constant (Constant Ignition Angle) |
| CIGRÉ | Conseil International des Grands Réseaux Électriques |
| CSC | Convertisseur Source du Courant (Current Source Converters) |
| D | Désigne une configuration triphasée en triangle |
| DC | Courant continu (Direct Courant) |
| ESCR | Rapport de court-circuit effectif (Effective Short-Circuit Ratio) |
| FACTS | Flexible AC Transmission System |
| FLC | Fuzzy Logic Control |
| GTO | Thyristor à extinction par la gâchette (Gate Turn-Off) |
| HVAC | Haute tension à courant alternatif (High Voltage Alternating Current) |
| HVDC | High Voltage Direct Courant ou Haute Tension à Courant Continue CCHT |
| IGBT | Transistor bipolaire à grille isolé (Insulated Gate Bipolar Transistors) |
| IGCT | Thyristor intégré commuté par la gâchette (Insulated Gate-Commutated Thyristor) |
| IPFC | Interline Power Flow Controller |
| K _p | Gain proportionnel |
| LCC | Convertisseurs à commutation de ligne (Line Commutated Converters) |
| MLI | Modulation de Largeur d'Impulsion (PWM Pulse Width Modulation) |
| MTDC | Liaison à courant continue multi-terminaux (Mul-titerminal direct courant) |
| PI | Régulateur proportionnel-Intégral |
| p.u. | Par unité |
| Q _c | Puissance nominale des filtres et du banc de condensateurs, p.u. ou Var |
| SCR | Rapport de court circuit (Short-Circuit Ratio) |
| STATCOM | Compensateur statique (STATic synchronous COMPensator) |
| SVC | Static VAR Compensator ou compensateur statique de Var |
| SSSC | Static Synchronous Series Compensator |
| TCBR | Thyristor Control Breaking Resistor |
| TCPAR | Thyristor Controlled Phase Angle Regulator |
| TCR | Thyristor Controlled Reactor |

| | |
|----------|---|
| TCSC | Thyristor Controlled Series Capacitor |
| TCSR | Thyristor Controlled Series Reactor |
| THD | Taux harmonique de distorsion (Total Harmonic Distortion) |
| TSC | Thyristor Switched Capacitor |
| UHVDC | Ultra High Voltage Direct Current |
| UPFC | Unified Power Flow Controller |
| VAR | Désigne une variable de puissance réactive, p.u. ou Var |
| Var | Volt Ampère réactif |
| VDCOL | Limiteur de courant dépendant de la tension (Voltage Dependant Current Order Limited) |
| VSC | Convertisseur source de tension (Voltage Source Converter) |
| X_C | Réactance capacitive, p.u. ou Ω |
| X_L | Réactance inductive, p.u. ou Ω |
| Y | Désigne une configuration triphasée en étoile |
| α | Alpha- angle d'allumage (ignition delay angle), degrés |
| γ | Gamma- angle d'extinction (Extinction angle), degrés |
| μ | Mu- angle d'empiètement (Overlap angle), degrés |

SOMMAIRE

| | |
|---|--|
| Introduction générale | 1 |
| CHAPITRE I : Aperçu sur les systèmes de transmission HVDC | |
| I.1- Introduction | 5 |
| I.2- Historique sur l'évolution du transport HVDC | 6 |
| I.3- Les avantages des liaisons HVDC | 10 |
| I.3.1- Aspects environnementaux | 10 |
| I.3.2- Impact visuel et espace requis | 10 |
| I.3.3- Champs électriques et magnétiques | 10 |
| I.3.4 - Interférence radio | 10 |
| I.3.5- Bruit audible | 11 |
| I.4- Aspects techniques du HVDC | 11 |
| I.5- Aspects économiques | 12 |
| I.6- Les Applications HVDC | 13 |
| I.6.1- Liaisons souterraines ou sous-marines..... | 13 |
| I.6.2- Lignes aériennes de grande longueur | 13 |
| I.6.3- Interconnexions transfrontalières | 13 |
| I.6.4- Interconnexions entre réseaux asynchrones | 14 |
| I.6.5- Augmentation de la capacité de transit | 14 |
| I.6.6- Stabilité du système de transmission | 14 |
| I.7- Les différentes configurations du transport en HVDC | 15 |
| I.7.1- Classifications du système HVDC | 15 |
| I.7.1.1- Types HVDC selon la technologie de l'électronique de puissance utilisée... - HVDC à base de LCC..... - HVDC à base de VSC | 15 15 16 |
| I.7.1.2- Les types HVDC selon la catégorie de transmission de puissance. a)- Systèmes de transmission HVDC dos à dos (Back-to-Back) b)- Systèmes de transmission HVDC entre deux terminaux..... c)- Systèmes de transmission HVDC multi-terminal..... | 18 18 19 20 |
| I.8 Conclusion | 22 |

CHAPITRE II : Modélisation et fonctionnement des liaisons HVDC

| | |
|---|-----------|
| II.1- Introduction | 23 |
| II.2- Les composants d'une ligne de transport LCC-HVDC | 23 |
| II.2.1- Convertisseurs..... | 24 |
| II.2.2- Transformateurs de conversion..... | 24 |
| II.2.3- Filtres d'harmoniques AC..... | 24 |
| II.2.3.1- Filtre haute fréquence..... | 24 |
| II.2.4- Ligne de transport DC..... | 25 |
| II.2.5- Réactance de lissage DC..... | 25 |
| II.2.6- Filtre DC..... | 25 |
| II.2.7- Electrode de mise à la terre..... | 25 |
| II.3- Principe de base de la conversion | 26 |
| II.3.1- Circuit du convertisseur..... | 26 |
| II.3.1.1- Cas idéal (angle d'empiètement nul)..... | 27 |
| - Fonctionnement en redresseur..... | 27 |
| - La tension continue moyenne..... | 28 |
| - Courant et déphasage AC..... | 29 |
| II.3.1.2- Cas réel (angle d'empiètement non nul)..... | 31 |
| - La tension continue moyenne..... | 33 |
| - Facteur de puissance..... | 35 |
| - Mode onduleur..... | 36 |
| II.4 - Les défauts rencontrés dans le système HVDC. | 37 |
| II.4.1- La foudre..... | 38 |
| II.4.2- Les perturbations sur le réseau AC..... | 38 |
| II.4.3- Les perturbations du côté DC..... | 39 |
| II.4.4- Les ratés de commutation..... | 39 |
| II.5- Commande des liaisons HVDC | 40 |
| II.5.1- Principes de base..... | 42 |
| II.5.2- Base de la sélection du contrôle..... | 43 |
| II.5.3- Les différents modes de control des liaisons HVDC..... | 45 |
| II.5.3.1- Mode de control à angle d'amorçage minimal (CIA)..... | 45 |
| II.5.3.2- Mode de contrôle à courant constant (CC)..... | 46 |
| II.5.3.3- Mode de contrôle à angle d'extinction constant (CEA)..... | 46 |
| II.5.3.4- Caractéristiques de contrôle combinées..... | 47 |
| II.5.3.5- Méthode de contrôle à marge de courant..... | 49 |
| II.5.4- Fonction VDCOL (Voltage Dependent Current Order Limit)..... | 50 |

| | |
|---|-----------|
| II.5.5- Inversion du sens de flux de puissance..... | 51 |
| II.6- Conclusion..... | 52 |

CHAPITRE III : Les interaction entre les liaisons HVDC et les réseaux AC

| | |
|---|-----------|
| III.1- Introduction..... | 54 |
| III.2- La force d'un système de conversion AC/DC..... | 54 |
| III.2.1- Rapport de court circuit (SCR)..... | 54 |
| III.2.2- Rapport de court-circuit effectif (ESCR)..... | 55 |
| III.3- Influence de la force d'un système AC sur l'interaction AC/DC | 57 |
| III.4- Interaction AC/DC | 57 |
| III.4.1- Interaction de tension | 58 |
| III.4.2- Interaction d'harmonique | 59 |
| III.4.3- Interaction suite à des défauts coté AC et côté DC | 61 |
| III.4.3.1- Rétablissement après un défaut AC | 61 |
| III.4.3.2- Rétablissement après un défaut DC | 62 |
| III.4.4- Influence du SCR suite à des défauts de court circuit côté AC | 63 |
| III.4.4.1 - Court-circuit monophasé côté onduleur..... | 65 |
| III.4.4.2 - Court-circuit triphasé côté onduleur..... | 68 |
| III.5- Conclusion..... | 71 |

CHAPITRE IV : Apport du STATCOM à l'amélioration du comportement des réseaux AC haute tension

| | |
|---|-----------|
| IV.1- Introduction..... | 73 |
| IV.2- Les systèmes FACTS..... | 73 |
| IV.2.1- Différentes catégories des FACTS..... | 73 |
| Compensateurs séries..... | 75 |
| Compensateurs shunts..... | 75 |
| Compensateurs hybrides série-shunt..... | 75 |
| IV.2.2- Apports et avantages des FACTS..... | 75 |
| IV.2.3- Structure des principaux dispositifs FACTS..... | 76 |
| IV.2.3.1- Compensateurs parallèles..... | 76 |
| - TCR (Thyristor Controlled Reactor)..... | 76 |
| - TSC (Thyristor Switched Capacitor)..... | 77 |
| - SVC (Static Var Compensator)..... | 77 |
| - TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor)..... | 78 |

| | |
|---|-----------|
| - STATCOM..... | 78 |
| IV.2.3.2- Compensateurs séries..... | 80 |
| - TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)..... | 80 |
| - TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)..... | 80 |
| - SSSC (Static Synchronous Series Compensator)..... | 81 |
| IV.2.3.3- Compensateurs hybrides (série – parallèle)..... | 81 |
| - TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)..... | 81 |
| - IPFC (Interline Power Flow Controller)..... | 82 |
| - UPFC (Unified Power Flow Controller)..... | 83 |
| IV.3- Principe de fonctionnement du STATCOM..... | 84 |
| IV.3.1- Description du réseau étudié..... | 86 |
| IV.3.2- Essais de simulation..... | 87 |
| a) Simulation d'un SVC 48-Impulsions..... | 87 |
| b) Simulation du STATCOM en mode compensation de l'énergie réactive.. | 88 |
| c) Simulation du STATCOM en Mode régulation de tension..... | 95 |
| IV.3- Conclusion..... | 99 |

CHAPITRE V : L'impact du STATCOM et la logique floue sur la performance d'une liaison HVDC raccordée à un faible réseau AC

| | |
|--|------------|
| V.1- Introduction..... | 100 |
| V.2- Le modèle de CIGRE-HVDC avec STATCOM | 100 |
| V.3- Logique floue et contrôleur flou..... | 101 |
| V.3.1- Concepts fondamentaux de la logique floue..... | 102 |
| V.3.2- Les bases de la logique floue..... | 102 |
| a) Variables linguistiques et les ensembles flous..... | 102 |
| b) Fonctions d'appartenance..... | 103 |
| c) Règles linguistiques..... | 103 |
| d) Univers de discours..... | 103 |
| e) Inférences floue..... | 104 |
| V.3.3- Structure générale d'un système flou..... | 104 |
| 1) Fuzzification..... | 105 |
| 2) Défuzzification..... | 105 |
| – La méthode de la moyenne des maxima..... | 105 |
| – La méthode des centres de gravité..... | 105 |
| V.3.4- Dénormalisation..... | 105 |

| | |
|---|------------|
| V.3.5- Le modèle du Contrôleur flou proposé pour le système HVDC..... | 106 |
| V.4- Simulations et résultats..... | 107 |
| V.4.1- Court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur..... | 108 |
| a) Système conventionnel (avec contrôleur PI)..... | 108 |
| b) Système avec contrôleur hybride Fuzzy-PI..... | 110 |
| c) Système conventionnel avec STATCOM..... | 111 |
| d) Système avec contrôleur Fuzzy-PI et STATCOM..... | 113 |
| V.4.2- Court-circuit triphasé à la terre côté onduleur..... | 114 |
| a) Système conventionnel (avec contrôleur PI)..... | 116 |
| b) Système avec contrôleur hybride Fuzzy-PI..... | 117 |
| c) Système conventionnel avec STATCOM..... | 118 |
| d) Système avec contrôleur Fuzzy-PI et STATCOM..... | 119 |
| V.5- Conclusion..... | 120 |

Introduction générale

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

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

Une caractéristique associée aux liaisons HVDC classique est la consommation de l'énergie réactive, à la fois à l'extrémité de l'onduleur et du redresseur, qui représente généralement de 50 à 60% de la puissance active transmise. Pendant les régimes transitoires, la demande de puissance réactive peut varier sur une large plage. La durée de cette fluctuation dépend des caractéristiques d'impédance du système AC et des commandes de la liaison HVDC. La tension AC au jeu de barre de la station de conversion dépend des caractéristiques de puissance réactive et active du convertisseur.

Pour contrôler cette tension, l'alimentation en réactive de la station doit être contrôlée en fonction de la demande du convertisseur. Un excès d'alimentation réactive conduira à des surtensions sur le bus AC, tandis qu'un déficit conduira à des sous-tensions. L'amplitude de ces variations de tension pour une quantité donnée de déséquilibre de puissance réactive dépend des caractéristiques de l'impédance du système à courant alternatif.

Il est préférable de compenser toute la puissance réactive au niveau du convertisseur afin de minimiser la perte de transmission, la perte de capacité de transmission. Les filtres d'harmoniques fournissent une partie de l'exigence de puissance réactive. La partie restante de la puissance réactive est fournie par les

condensateurs fixes ou les dispositifs de contrôle de tension dynamique ou les deux. Pour les convertisseurs connectés à des systèmes à courant alternatif faible où le rapport de court-circuit (SCR) est inférieur à 2,5, il faut disposer des systèmes dynamiques pour contrôler les surtensions car sinon les surtensions peuvent atteindre des valeurs dangereuses lors des perturbations.

En raison des développements de la technologie HVDC (tels que des compensateurs plus rapides, de meilleurs contrôleurs) dans la dernière décennie, il y a eu une tendance croissante à planifier et installer des convertisseurs HVDC connectés à des systèmes AC faibles; ce qui conduit à une augmentation de la recherche dans ce domaine. Les travaux distincts pour étudier l'interaction dynamique des convertisseurs HVDC avec un système AC faible.

Parmi les effets qui concernent particulièrement la conception et le fonctionnement des convertisseurs HVDC connectés à des réseaux AC faibles sont: les surtensions temporaires, les résonances à basse fréquence, le risque d'instabilité de tension, les temps de rétablissement suite des défaillances et le risque de raté de commutation. La plupart des phénomènes ci-dessus sont liés à la régulation de la tension alternative sur le bus du convertisseur.

L'alimentation du système LCC-HVDC en puissance réactive par les condensateurs fixes peut être critique pour les systèmes AC adjacents faibles car le ratio de court-circuit effectif (ESCR) qui en résulte sera plus faible, ce qui rend le système AC encore plus faible.

Pour réduire la quantité de condensateurs fixes dédiée à la compensation de puissance réactive, une alternative consiste à utiliser des compensateurs statiques SVC (Static Var Compensators). Cependant, l'expérience des installations existantes a montré qu'un SVC appliqué au système HVDC côté onduleur où le système AC à un SCR très faible peut augmenter le nombre de ratés de commutation lors de rétablissement après un défaut de court-circuit monophasé à terre.

Un condensateur synchrone est un dispositif de compensation qui apporte une réelle contribution à la force du système. Cela permet de réduire l'amplitude des oscillations de tension et de la fréquence des ratés de commutation qui en résultent,

et d'améliorer le rétablissement du courant continu. Cependant, le condensateur synchrone a un temps de réponse important par rapport aux autres options de compensation, et présente également des oscillations électromécaniques à basse fréquence.

La performance attendue d'un VSC (Voltage Source Converter) fonctionnant comme un STATCOM (STATic synchronous COMPensator) est qu'il devrait être analogue à celui du condensateur synchrone rotatif et peut être utilisé de la même manière pour la compensation dynamique des systèmes de transmission de puissance, fournissant un support de tension et réagir comme une source d'énergie réactive variable, et augmente la stabilité transitoire.

Dans notre recherche, on propose une stratégie de contrôle dans l'objectif est d'améliorer le comportement dynamique du système HVDC et d'augmenter sa fiabilité, en cas de perturbations, ainsi que de minimiser les interactions AC/DC.

L'objectif principal est de mettre en évidence la possibilité d'alimenter un réseau alternatif faible à travers des liaisons HVDC. Le contrôle dynamique de la puissance réactive au nœud AC/DC est assuré par le dispositif STATCOM connecté du côté onduleur. Le second objectif est l'utilisation de la logique floue, qui va améliorer le contrôle des convertisseurs du système HVDC.

La thèse est organisée comme suit:

- **Chapitre 1:** Donne un bref aperçu historique sur l'évolution du transport d'énergie en courant continu haute tension (HVDC). Les avantages et les inconvénients sont cités, et quelques réalisations et perspectives sont présentées.
- **Chapitre 2:** Présente une analyse de base sur la conversion d'énergie et le principe de fonctionnement, ainsi que le contrôle des liaisons de transmission HVDC.
- **Chapitre 3:** Dédié à l'étude des différentes interactions possibles entre les liaisons à courant continu et les réseaux à courant alternatif. La force d'un système et le degré d'interaction AC/DC sont analysés

- **Chapitre 4:** Nous allons évoquer les systèmes FACTS en général, un traitement particulier sera réservé au compensateur statique STATCOM, où nous allons introduire le principe de fonctionnement et les applications du STATCOM dans les réseaux de transport d'énergie AC haute tension, et analyser leur comportement dynamique à travers des simulations sous MATLAB.
- **Chapitre 5:** présente des simulations par MATLAB sur le système de transmission HVDC mono-polaire alimentant un réseau alternatif faible contrôlés par les contrôleurs Fuzzy-PI et renforcé par le dispositif STATCOM. Plusieurs scénarios de défauts sont simulés et discutés. Les résultats sont analysés afin d'évaluer le comportement dynamique et voir l'impact du STATCOM et la logique floue sur la performance de la liaison HVDC.

I.1 Introduction

L'exploitation des ressources d'énergies durables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire et l'hydroélectricité nécessite aujourd'hui le développement de technologies de transmission de l'énergie électrique et le renforcement des réseaux. En effet, les ressources énergétiques renouvelables sont souvent situées dans des régions éloignées comme en mer, dans des zones inhabitées ou encore dans des régions désertiques. L'utilisation optimale de ces ressources requiert souvent la construction de nouveaux réseaux de transport d'électricité impliquant plusieurs régions et pays ainsi que différents opérateurs.

Par conséquent, le choix de la technologie de transmission est d'une importance majeure afin d'exploiter pleinement les sources d'énergie durables. Deux moyens de transmission d'énergie sont aujourd'hui technologiquement possibles: la transmission à haute tension à courant alternatif (HVAC) et la transmission à haute tension à courant continu (HVDC). Les systèmes HVAC sont utilisés pour la transmission d'énergie depuis plus d'un siècle principalement en raison de la facilité d'élever (pour le transport) et d'abaisser (pour la consommation) les niveaux de tension par l'utilisation des transformateurs. Toutefois, pour un certain nombre de raisons techniques et économiques, le transport d'énergie HVDC possède des propriétés intrinsèques qui le rendent beaucoup plus pratique et plus efficace comparé au transport HVAC principalement dans le domaine de la transmission de puissance sur de longues distances [1], par exemple:

- Aucune limite de la longueur des liaisons HVDC (du fait de l'absence des paramètres inductifs et capacitifs);
- Pertes dans les câbles HVDC inférieures aux pertes des câbles HVAC (du fait de l'absence des pertes en conducteur, gaine, blindage...);
- Champs électriques de design plus élevés dans l'isolation des câbles HVDC, et donc réduction du coût matière et du poids des câbles;
- Nécessité d'un contrôle de la puissance active et réactive dans le cas HVAC;
- Possibilité de connexion entre réseaux non synchrones via des conversions HVDC;

- HVDC économiquement plus compétitif pour des distances supérieures à des centaines de kilomètres.

L'insertion de liaisons HVDC dans le réseau HVAC existant nécessite la mise en place de stations de conversion, ce qui a longtemps ralenti leur développement. Les technologies dans ce domaine-là évoluent, en même temps que des besoins nouveaux ou plus impérieux favorables au HVDC, se font jour (sites de production éloignés des sites de consommation, mais également besoin de renforcer l'interconnexion des réseaux pour l'insertion du renouvelable). Pour ces raisons, un essor conséquent de ces technologies est observé aujourd'hui.

I.2 Historique sur l'évolution du transport HVDC

En 1882, un système de transmission présentant les caractéristiques types du HVDC a été dévoilé pour la 1ère fois à l'exposition Electrotechnique en Allemagne. Le système devait fonctionner à une tension de 2 kV et était destiné à relier les villes de Munich et Miesbach distantes d'environ 57 km [2]. Il connut une défaillance après quelques jours seulement. Par la suite, le recours à l'utilisation des systèmes de transmission HVDC, avec notamment le système Thury (courant constant-tension variable), s'est répandu en Italie, en Suisse, en Espagne, en Hongrie, en Russie et en France des années 1888 à 1912. En 1889, un système de transmission de 630 kW sous 14 kV DC fut installé sur une distance de 120 km en Italie [3].

En France, le développement de systèmes de transmission HVDC est marqué par la construction en 1906, d'une liaison de 180 km entre la centrale électrique de Moutiers et la ville de Lyon. Opérant à une tension supérieure à 125 kV, celle-ci permettait le transport d'une puissance jusqu'à 30 MW [3].

Toutefois, les principales limites du système Thury étaient que la distribution du transformateur en série implique un risque accru de coupure de courant puisque le courant doit traverser chaque appareil pour se rendre au suivant.

Si le circuit est rompu dans l'une des machines, l'alimentation est coupée. Malgré les avantages reconnus de la transmission HVDC, en absence de systèmes de conversion efficaces et sûrs, la transmission HVDC est tombée en désuétude dans les premières décennies du 20e siècle. Dès lors, les systèmes de transmission HVAC se sont développés rapidement: par exemple, les liaisons 220 kV ont été réalisées dans les

années 1920, et 287 kV en 1936 (Boulder Dam, Colorado, États-Unis). Ces systèmes sont fiables, économiques et ont le monopole dans le monde entier à cette période.

L'invention des redresseurs à vapeur de mercure dans les années 30 a été le point de départ du développement des systèmes de transmission HVDC. En 1941 fut conclu le premier contrat de système de transmission HVDC d'une puissance de 60 MW (le projet Elbe-Berlin) utilisant un câble souterrain de 115 km de longueur. En 1945, ce système était prêt à fonctionner mais fut démonté par la suite et n'a jamais été exploité en raison de la seconde Guerre mondiale. Après la Guerre, la demande en énergie électrique est devenue de plus en plus importante [4].

L'exploitation des énergies renouvelables provenant des sources hydroélectriques, éoliennes ou encore solaires étaient (déjà) supposées répondre à ces demandes [5]. Cependant, la mise en place des systèmes d'exploitation de ces ressources requiert de longues lignes de transmission car les ressources en eau, en vent et en soleil sont généralement situées dans des régions montagneuses ou désertiques, souvent éloignées des zones de consommation.

Cette problématique a suscité le développement des systèmes de transmission HVDC, bien adaptés au transport longue distance. La technologie en courant continu (DC) est réellement rentrée en exploitation dans les années 1950 en utilisant les ponts de conversion à valves redresseuses à vapeurs de mercure.

Ce sont en particulier les liaisons électriques sous-marines qui ont permis au HVDC de démontrer sa compétitivité pour la première fois en s'affranchissant des effets capacitifs des lignes [6]. Ainsi, en 1954, un système de transmission HVDC sous-marin a été mis en service en Suède pour relier l'île de Gotland et la côte suédoise avec une tension DC de 100 kV. Le câble mesurait alors 100 km de long et la capacité de transmission était de 20 MW. Après 16 ans de service, la tension est passée à 150 kV et le système était capable d'acheminer une puissance pouvant atteindre 30 MW [3,7]. Ce système est répertorié comme étant la première liaison de transmission DC sous-marine de type commercial au monde, exploitée depuis les années 1960, la technologie HVDC est désormais une technologie mature et joue un rôle essentiel dans le transport sur de longues distances et les interconnexions entre différents réseaux.

La liaison Cook Strait ou Inter Island Pole 1, en Nouvelle Zélande, fait partie des premiers projets conçus pendant cette période. Celle-ci pouvait transmettre une puissance de 600 MW et fonctionnait à une tension de 250 kV [8]. La transmission s'effectuait par l'intermédiaire d'une ligne aérienne et un câble sous-marin, traversant le détroit de Cook, pour connecter la centrale hydroélectrique de Benmore au sud de la Nouvelle Zélande et le nord du détroit de Cook.

La liaison HVDC entre la Suède et le Danemark (250 MW, 275 kV) et le projet Sakuma au Japon (système à 300 MW, 2 x 125 kV) ont tous deux été construits par ASEA (aujourd'hui groupe ABB) et mis en service en 1965 [8]. Le projet Sakuma est une station de conversion de fréquence 50/60Hz et est toujours en service, les systèmes à vapeurs de mercure ayant été remplacés par des thyristors en 1993 [9].

Au cours des années 1970, notamment grâce au développement de l'électronique de puissance, le recours à l'utilisation des ponts de conversion à base de valves à thyristors s'est rapidement généralisé. La première liaison de transmission d'envergure utilisant des lignes aériennes HVDC, la liaison Pacific DC Intertie assure l'alimentation de la région de Los Angeles en électricité, produite par les centrales hydroélectriques du Columbia River situées dans le Nord-Ouest des Etats-Unis. Avec une longueur de 1362 km et une puissance de 1440 MW, il s'agissait d'une liaison record en termes de longueur et de puissance de transmission. La liaison Pacific DC Intertie a été assemblée en plusieurs étapes et la capacité actuelle est de 3100 MW [10].

Le Cahora Bassa HVDC fait également partie des premiers systèmes utilisant des redresseurs à valves à thyristors. Ce système est caractérisé par une puissance de 1920 MW, une tension de 533 kV et une distance de 1456 km. Il fut construit entre 1975 et 1979 pour assurer la transmission d'électricité produite dans la centrale hydroélectrique située sur la rivière Zambèze au Mozambique vers l'Afrique du Sud. Il a aussi été le premier système HVDC opérationnel en Afrique, et le premier à fonctionner au dessus de 500 kV dans le monde.

Le système de transmission HVDC Itaipu possède une architecture de type bipolaire dont chaque pôle, muni de deux convertisseurs, est capable de transformer une puissance de 3150 MW. Avec une capacité maximale de 6300 MW, ce système a été mis en service pendant la période de 1984 à 1989 au Brésil. Celui-ci assure la

connexion entre la centrale hydroélectrique d'Itaipu située sur le fleuve Parana (au Brésil) opérant à une fréquence de 50 Hz et le réseau à 60 Hz de São Paulo [10, 11]. Avec deux lignes de transmission de ± 600 kV, ce système présentant une tension très élevée.

Depuis les années 1990 à aujourd'hui, nombre de projets HVDC ont émergé dans le monde avec des longueurs, des puissances et des tensions de plus en plus élevées.

A titre d'exemple, la liaison Welsh aux Etats-Unis, mise en service en 1995, relie aujourd'hui deux réseaux, ERCOT-Electric Reliability Council of Texas, et SPP-Southwest Power Pool- du Sud des États-Unis avec une puissance de 600 MW et une tension de 170kV. L'exploitation commerciale du projet HVDC Ballia-Bhiwadi en Inde a débuté en 2010 et est capable de transmettre une puissance de 2500 MW sur une distance de 800 km de l'état Uttar Pradesh vers le Rajasthan sous une tension de ± 500 kV, En Inde, cette liaison détient la capacité de transmission la plus importante en terme de puissance [12,13].

La liaison HVDC Xiangjiaba-Shanghai a été mise en service en 2010 et elle est apte à transmettre une puissance de 6400 MW de la station hydroélectrique de Xiangjiaba, située dans le sud-ouest de la Chine, vers Shanghai sur une distance d'environ 2000 km. Cette liaison fonctionne avec une tension extrêmement élevée de 800 kV destinée à réduire au maximum les pertes de transmission [9,10].

Jinping-Sunan (china) ± 800 kV le projet de transmission HVDC commence à la station de conversion de Yulong dans la ville de Xichang. La ligne électrique de 2089 kilomètres à une capacité de transmission de 7,2 GW, est en service depuis 2013.

La liaison de transmission UHVDC de 1100 kV prévue entre Changji et Guquan (china), d'une longueur de 3 284 km et d'une capacité de transmission de 12 GW, Le projet devrait être mis en service à la fin de 2018.

Après plus de 50 ans de recherche et de développement, les systèmes de transmission HVDC assurent aujourd'hui le transport d'énergie dans de nombreux pays, et sont marqués par des augmentations au cours du temps de la puissance, de la longueur de la liaison et de la tension de service.

Plusieurs systèmes de transmission HVDC sont actuellement en cours d'installation et seront mis en services dans les prochaines années.

I.3 Les avantages des liaisons HVDC

I.3.1 Aspects environnementaux

Un système de transmission HVDC enterré peut mieux répondre aux exigences modernes en matière d'écologie pour diverses raisons.

Un système de transmission HVDC est fondamentalement respectueux de l'environnement car l'amélioration des possibilités de transmission d'énergie contribuent à une utilisation plus efficace des centrales existantes [14].

I.3.2 Impact visuel et espace requis

La largeur du couloir ainsi que les droits de passage d'une ligne de transport HVDC sont moins importants que celle d'une ligne AC. En outre, si un câble HVDC est utilisé, le seul impact visuel est les stations de conversion. Cependant, la taille de ces stations par rapport aux stations traditionnelles AC peut avoir un impact visuel plus important à traiter.

I.3.3 Champs électriques et magnétiques

Le champ magnétique produit par une ligne continue est fixe alors que dans le cas alternatif, il est alternatif, ce qui peut provoquer l'induction de courants dans les objets proches. Cela entraîne moins de restrictions pour le champ magnétique dans la ligne HVDC [15].

Le champ électrique est moins sévère dans les lignes à courant continu que dans les lignes à courant alternatif, car il n'y a pas de déplacement en régime permanent.

Les champs magnétiques des câbles HVDC sont presque éliminés avec le système bipolaire. Cependant, une ligne HVDC sous-marine peut perturber les systèmes de boussole sur les navires passés proches du câble.

I.3.4 Interférence radio

Les harmoniques créées dans les processus de commutation par les convertisseurs causent des perturbations dans les régions kHz et MHz. Un blindage approprié des valves minimise ce problème. Cela rend les interférences radio comparables à celles des

solutions AC. L'interférence radio est généralement un problème secondaire dans les systèmes de transmission [16].

I.3.5 Bruit audible

Un câble DC souterrain n'a naturellement aucune émission de bruit audible. Le bruit audible de l'effet de couronne dans une ligne de transmission AC est plus visible lorsque les conducteurs dans le système AC sont humides, limite également la possibilité de construction dans leur environnement. La largeur du corridor sonore dépend des règlements locaux et de la conception de la liaison haute tension.

Les lettres de réclamation peuvent parfois rendre l'installation des lignes aériennes très pénible. Les lignes souterraines ne présentent absolument aucun inconvénient d'ordre sonore.

I.4 Aspects techniques

Les avantages techniques de la liaison HVDC par rapport à la transmission en AC sont :

- Une liaison HVDC permet la transmission d'énergie entre des réseaux AC avec des fréquences différentes, ou des systèmes qui ne peuvent pas être synchronisés pour d'autres raisons ;
- Les paramètres inductifs et capacitifs ne limitent ni la capacité de transmission ni la longueur maximale d'une ligne DC. De plus, utilisation de la totalité de la section, l'effet pelliculaire (effet de peau) n'existant pas en courant continu; d'où la possibilité d'utiliser une intensité plus élevée pour une même section utilisée en courant alternatif.
- Il n'y a pas de déphasage entre le courant et la tension. Avec le système AC, ce défaut doit être éliminé en utilisant des éléments de contrôle de l'énergie dans un processus intensif.
- Les solutions HVDC peuvent présenter des pertes de puissance plus faibles, en particulier sur de grandes distances. La perte de puissance dans une station de conversion HVDC est plus élevée que dans une sous-station AC en raison de la conversion entre AC et DC et les harmoniques produites par ce processus. Cependant, la perte de puissance totale dans une ligne de transport HVDC peut être de 50% à 70% de celle d'un système de transmission AC équivalente [16-18] ;

- La rapidité de la commande de la puissance à courant continu.
- La limitation des courants de court-circuit a des valeurs bien inférieures à celles rencontrées sur un réseau AC.
- Les systèmes de commandes permettant d'alimenter et stabiliser un réseau à courant alternatif à la suite d'une perturbation.
- Le choix d'une liaison souterraine est possible dans les grandes villes.

I.5 Aspects économiques

Dans tous les cas, l'énergie électrique est produite en courant alternatif puis distribuée aux consommateurs en courant alternatif également. Il est donc important de connaître les motivations derrière l'utilisation de la technologie HVDC. Toutes les applications du HVDC sont utilisées soit pour des raisons techniques ou pour des considérations économiques.

Le coût d'investissement est un facteur considérable pour le choix d'un médium de transport de l'énergie. Les coûts liés à l'achat des postes générateurs et récepteurs sont beaucoup plus faibles pour le transport en courant alternatif que pour le transport en courant continu. Cependant, la tendance est inverse pour les coûts liés aux lignes de transport.

La figure.1.1 illustre les affirmations précédentes. La distance de la ligne de transport est un facteur d'optimisation des coûts. À compter d'une distance d'environ 600 à 800 km, il apparaît qu'une interconnexion HVDC soit beaucoup plus avantageuse.

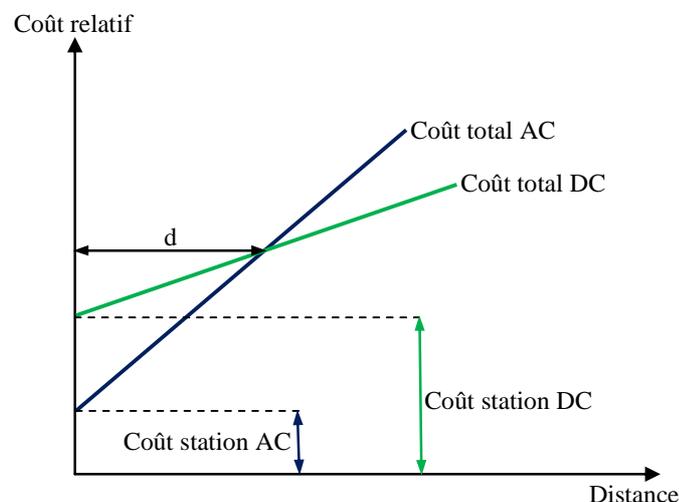


Fig.1.1 Comparaison des coûts de la transmission AC et DC

En outre, il semble que le point de rencontre des droites illustrées à la figure 1.1 est situé à une distance considérablement plus faible si la ligne de transmission est sous-marine [19].

I.6 Les Applications HVDC

I.6.1 Liaisons souterraines ou sous-marines

Le transport à très haute tension par câbles sous-marins ou souterrains constitue une solution toujours très onéreuse à laquelle on n'a recours que lorsque le transport par lignes aériennes s'avère impossible. C'est le cas des liaisons sous-marines (alimentation d'île, raccordement d'une centrale éolienne off-shore, interconnexion de deux réseaux séparés par la mer) et des liaisons souterraines dans les zones fortement urbanisées, protégées ou dans lesquelles l'opinion publique s'oppose à la construction de nouveaux ouvrages de transport aériens.

I.6.2 Lignes aériennes de grande longueur

L'exploitation de certaines ressources énergétiques naturelles (hydraulique, photovoltaïque, éolienne, géothermique...) nécessite un transport d'énergie sur de grandes distances vers les centres de consommation. Lorsque la distance est importante (au-delà d'environ 600km), le transport à courant continu est souvent la solution la plus économique car le gain réalisé sur le coût des lignes et des installations de compensation de puissance réactive dépasse le coût des stations de conversion aux extrémités [18].

A titre d'exemple, la liaison de 1100 kV prévue entre Changji et Guquan (china), est d'une longueur de 3 284 km et d'une très grande capacité de transmission de 12 GW.

I.6.3 Interconnexions transfrontalières

Lorsque cela est possible (proximité géographique, règles d'exploitation communes), les réseaux de transports sont interconnectés en courant alternatif. Ces interconnexions permettent le secours mutuel en cas de perte d'un ouvrage, la mutualisation de la réserve primaire, le foisonnement en cas de décalage des pointes de consommation, les échanges commerciaux fondés sur des différences tarifaires.

Réalisée en courant alternatif, une interconnexion rend les deux réseaux qu'elle relie intimement dépendants, notamment en termes de maintien du synchronisme entre les

différentes machines. Le transit de puissance sur l'interconnexion est par nature aléatoire et varie autour d'une valeur objective. Une trop faible capacité d'interconnexion est techniquement irréaliste, car elle ne peut constituer un lien synchronisant suffisant, ni supporter des variations aléatoires trop importantes. La puissance électrique s'écoule naturellement et n'est pas contrôlable.

En revanche, le recours au courant continu règle les questions de stabilité et apporte une dimension de contrôlabilité qui donne beaucoup plus de souplesse à l'exploitation d'une interconnexion internationale [18].

Le transit de puissance peut, par exemple, être asservi à un programme d'échange prédéterminé, voire être adapté instantanément et automatiquement pour secourir un réseau connaissant de graves difficultés, sachant que ce secours est limité à la puissance maximale de la liaison et n'entraînera pas le réseau sain vers l'instabilité.

I.6.4 Interconnexions entre réseaux asynchrones

L'interconnexion de deux réseaux asynchrones (fréquences ou règles d'exploitation différentes) est impossible en courant alternatif. On utilise pour cela des convertisseurs AC/DC/AC dits « dos-à-dos » (ou back-to-back) qui sont des liaisons continues de longueur négligeable (quelques mètres). Ces convertisseurs n'ont pas les mêmes contraintes que les liaisons, en particulier sur le niveau de tension continue. Cependant, certaines liaisons continues reliant des réseaux asynchrones assurent, en plus du transport de puissance, la fonction d'adaptation de fréquence.

I.6.5 Augmentation de la capacité de transit

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

I.6.6 Stabilité du système de transmission

Les liaisons HVDC peuvent être utilisées dans les systèmes AC synchrones pour améliorer le contrôle du flux de puissance d'une partie du système à l'autre et, par conséquent, pour éviter de grands défauts en cascade ou même des pannes d'électricité (blackouts) dans le réseau.

La stabilité du système peut être améliorée puisque la liaison HVDC fournit un couple d'amortissement important.

I.7 Les différentes configurations du transport en HVDC

La figure.1.2 montre un schéma simplifié d'une configuration de système HVDC, avec le principe de base de transfert de l'énergie électrique d'un système ou d'un nœud alternatif à un autre, dans n'importe quelle direction.

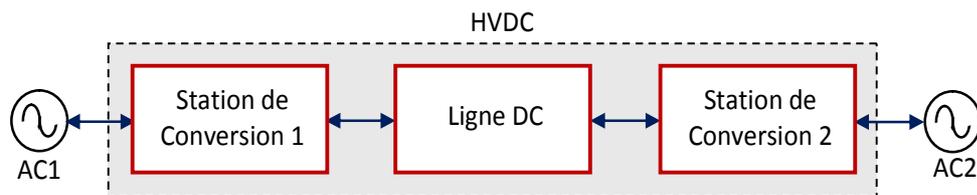


Fig.1.2 Schéma simplifié de la configuration globale du système HVDC

Le système se compose de trois blocs: deux stations de conversion et une ligne DC. Dans chaque bloc de station, plusieurs composants sont impliqués dans la conversion AC en DC et vice versa.

I.7.1 Classifications du système HVDC

Les systèmes HVDC peuvent être classés en fonction de la technologie d'électronique de puissance utilisée ou de leurs catégories de transmission de puissance comme suit.

I.7.1.1 Types HVDC selon la technologie de l'électronique de puissance utilisée

Les systèmes de transmission HVDC modernes sont pratiquement disponibles en deux types de base selon la technologie de l'électronique de puissance du convertisseur. Ce sont des convertisseurs classiques à commutation de ligne à source de courant (LCC-HVDC) et des convertisseurs de source de tension (VSC-HVDC).

❖ HVDC à base de LCC

Les systèmes HVDC conventionnels (classiques) sont basés sur LCC (Line-commutated converters) avec valves à thyristors qui sont utilisées pour convertir le courant entre AC et DC.

La figure.1.3 montre une station de conversion conventionnelle.

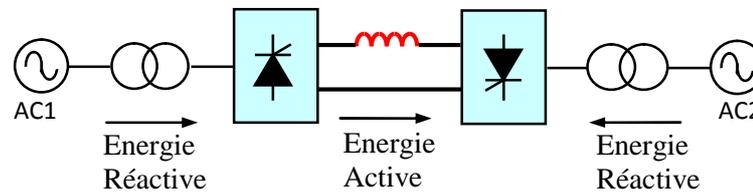


Fig.1.3 Liaison bipolaire LCC-HVDC

Les LCC sont adaptés pour le transport de grandes quantités d'énergie au niveau de la tension la plus élevée.

Le composant principal d'un LCC est le pont de six impulsions (pont de Graetz) composé par six commutateurs commandés ou 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.

L'inconvénient du pont à six impulsions est que les harmoniques considérables du courant AC et tension DC sont produites à cause du changement de phase à chaque 60° . 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° permet d'éliminer certaines harmoniques.

Un LCC a un seul degré de liberté, à savoir, l'angle d'amorçage qui représente le décalage de la phase du courant alternatif en arrière de la tension. En outre, les LCCs ne peuvent pas être mis hors tension par eux-mêmes. Pour contourner ce problème, une source de tension AC externe relativement forte est nécessaire pour effectuer la commutation.

De plus, pour changer le sens de flux de la puissance dans un réseau LCC-HVDC, il est nécessaire d'inverser les polarités des tensions aux niveaux des commutateurs. La tension de bus DC est contrôlée seulement à travers la commande de l'angle d'amorçage des commutateurs.

❖ HVDC à base de VSC

La technologie VSC repose sur l'utilisation d'interrupteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture, à savoir: IGBT, IGCT...

Une ligne VSC-HVDC est représentée dans la figure.1.4 elle est composée des éléments suivants :

- Des transformateurs reliés au réseau pour adapter les niveaux de tension
- Des filtres harmoniques côté AC plus petits que dans une ligne HVDC à thyristors car les harmoniques sont de fréquences plus élevées grâce au découpage à haute fréquence réalisée par la technique MLI (>1 kHz).

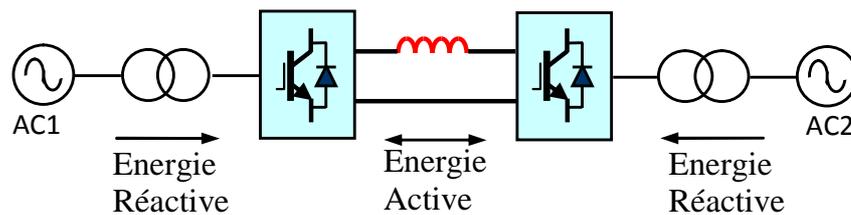


Fig.1.4 Liaison bipolaire VSC-HVDC

- Les réactances de phase qui sont souvent ajoutées aux réactances de fuites du transformateur. Elles ont deux buts : réduire les courants harmoniques des lignes triphasées causées par les VSC, et permettre la gestion de P et Q plus aisément.
- Les convertisseurs à base d'IGBTs associés aux bus DC et aux filtres DC avec mise à la terre au point milieu du bus continu dans l'exemple.

La topologie VSC- HVDC offre plusieurs avantages par rapport au LCC-HVDC, tels que :

- La modulation de largeur d'impulsion (MLI) peut être appliquée au fonctionnement de VSC pour produire librement sa propre onde de tension sinusoïdale 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.
- À cause du retard de phase du courant AC par rapport à la tension, le 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. Par conséquent, le VSC est flexible par rapport au LCC et il peut se placer partout dans le réseau.

- Contrairement aux LCC, une source de tension AC forte n'est pas indispensable pour le VSC connecté au réseau AC, et donc, il n'y a aucune restriction sur les caractéristiques inhérentes sur les réseaux AC connectés aux VSC
- Puisque le VSC possède deux degrés de liberté, il a la possibilité de contrôler la puissance active et réactive de façon indépendante.
- Le transport de puissance bidirectionnelle peut être réalisé avec le VSC en changeant le sens du courant sans besoin de changer la polarité de la tension de sortie.

Les inconvénients de la technologie VSC-HVDC par rapport à la technologie LCC-HVDC sont :

- Jusqu'à ce jour la technologie VSC-HVDC est limitée en capacité de transport de puissance par rapport à LCC-HVDC.
- L'utilisation des IGBTs, rend la liaison VSC-HVDC plus chère que la liaison LCC-HVDC
- Défauts des lignes mises à la terre sont très problématiques
- En raison de la fréquence élevée de la technique de commande MLI, les pertes sont plus grandes que dans la liaison LCC-HVDC.

I.7.1.2 Les types HVDC selon la catégorie de transmission de puissance

Selon la fonction et l'emplacement des stations de conversion, diverses classifications des systèmes HVDC peuvent être identifiées. Les figures dans cette section impliquent des configurations LCC-HVDC mais des formes similaires existent pour VSC-HVDC avec ou sans transformateurs selon le projet en question.

❖ Systèmes de transmission HVDC dos à dos (*Back-to-Back*)

Dans un système de transmission de puissance dos à dos Fig.1.5, le redresseur (convertisseur AC-DC) et l'onduleur (convertisseur DC-AC) sont d'une part localisés dans une même station et sont liés par une ligne continue de quelques mètres. D'autre part, ils sont reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série pour les convertisseurs LCC.

Ou d'un condensateur en parallèle pour les convertisseurs VSC.

Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes AC asynchrones, pouvant soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit en mode sans synchronisation, en couplant deux réseaux de la même fréquence nominale.

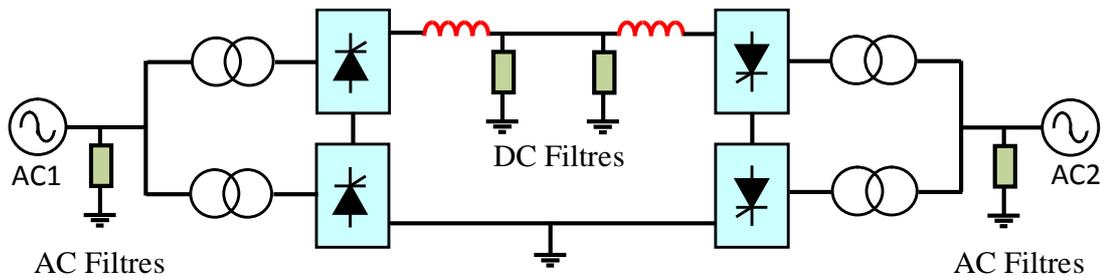


Fig.1.5 Système LCC-HVDC dos à dos avec convertisseurs 12 impulsions

❖ **Systèmes de transmission HVDC entre deux terminaux**

Les transmissions DC entre deux terminaux peuvent être bipolaires ou monopolaires. Une configuration mono-polaire est montrée dans la figure.1.6, elle utilise un seul conducteur et le chemin de retour est assuré par la terre ou l'eau. Les considérations économiques conduisent souvent à privilégier ces systèmes dans le cadre de transmission par câble.

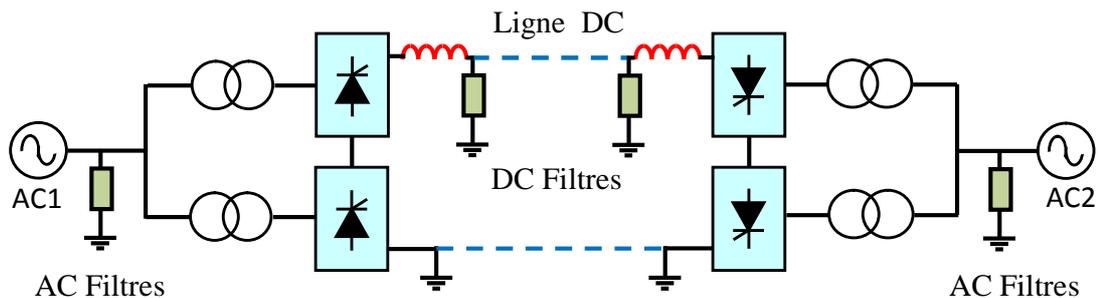


Fig.1.6 Système LCC-HVDC mono-polaire avec convertisseurs 12 impulsions

Cette configuration peut aussi être la première étape dans la conception d'un système bipolaire.

A la place d'un retour par la terre, un conducteur métallique à basse tension peut être utilisé lorsque la résistivité de la terre est trop importante, ou encore, lorsque les

interférences avec des structures métalliques sou-terraines/sous-marines sont préjudiciables [20].

La configuration bipolaire Fig.1.7 est généralement utilisée pour une transmission de puissance par voie aérienne.

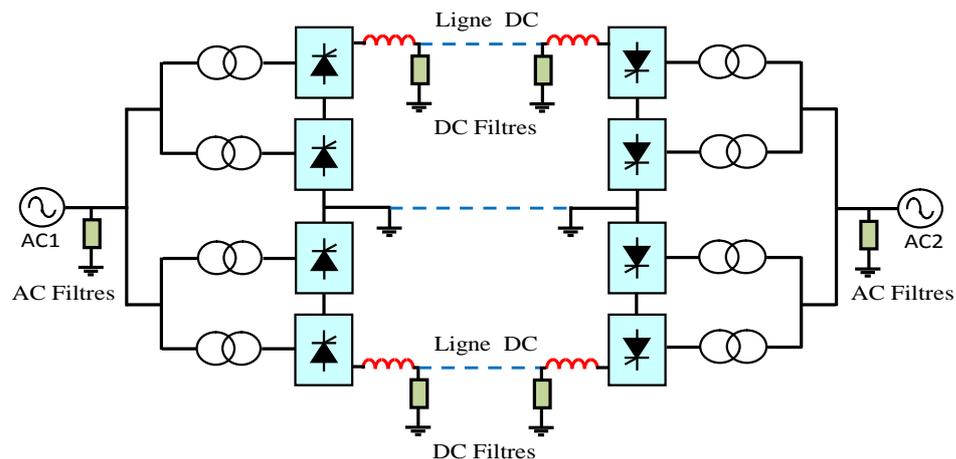


Fig.1.7 Système bipolaire LCC-HVDC avec un convertisseur de 12 impulsions par pôle

Dans ces systèmes, nous trouvons deux conducteurs, un par polarité (positive ou négative), et chaque terminal possède deux convertisseurs connectés en série du côté DC et fonctionnant à la même tension nominale. Les jonctions entre les convertisseurs sont réalisées par la terre. Normalement, les courants qui traversent les conducteurs sont égaux et il n'y a pas de courants qui s'écoulent dans la terre.

Les deux pôles peuvent fonctionner indépendamment et par conséquent si un pôle est isolé à cause d'un défaut sur son conducteur, l'autre pôle peut transporter la moitié de la puissance nominale voire plus en considérant les possibilités de surcharge des convertisseurs et de la ligne. Du point de vue des performances, une configuration bipolaire est considérée comme étant l'équivalent d'une transmission AC utilisant deux lignes.

-Systèmes de transmission HVDC multi-terminal

De par le développement et le succès grandissant des transmissions DC entre deux terminaux ("point to point"), les concepteurs de systèmes de puissance ont réalisé que les liaisons à courant continu multi-terminaux (MTDC) pouvaient être beaucoup plus

attractives, et ce afin d'exploiter pleinement les avantages économiques et techniques de la technologie HVDC. Les systèmes MTDC se déclinent suivant deux configurations:

1. Les liaisons parallèles ;
2. Les liaisons séries (utilisation des convertisseurs à source de courant CSC (LCC) uniquement).

Dans une configuration parallèle, les convertisseurs opèrent tous à la même tension DC nominale. Les connexions peuvent être soit radiales figure.1.8(a) soit maillées figure.1.8(b).

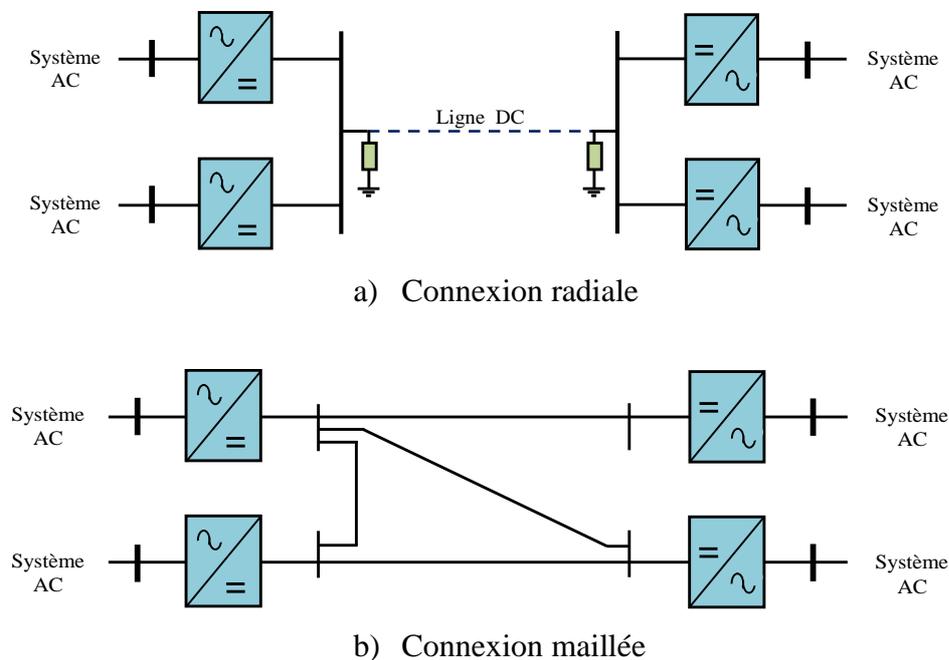


Fig.1.8 Exemples de liaisons MTDC - VSC - Configuration parallèle

Dans une configuration série, les convertisseurs CSC opèrent tous au courant DC nominal Fig.1.9.

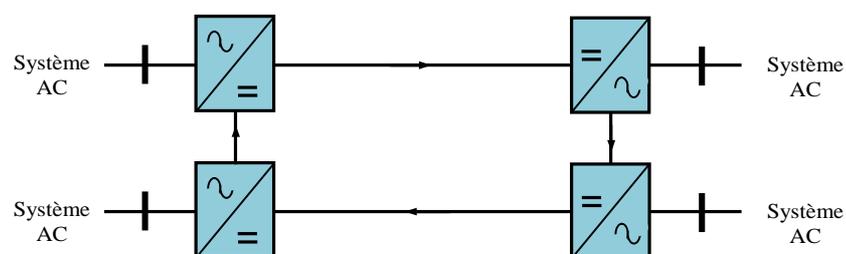


Fig.1.9 Schéma de principe d'une liaison MTDC-LCC en configuration série

(Inductances omises)

La majorité des études et des applications impliquant des systèmes MTDC utilisent des configurations parallèles [21-24]. Dans celles-ci, la connexion radiale est préférée. En effet, bien que les connexions maillées offrent plus de redondances, elles demandent néanmoins des longueurs de ligne plus importantes et par conséquent, elles sont onéreuses. Comparées aux configurations séries, il est reconnu que les configurations parallèles réduisent les pertes des lignes, sont plus simples à commander et offrent plus de flexibilité pour des futures extensions [25].

I.8 Conclusion

Le système HVDC est aujourd'hui une technologie très mature qui se développe rapidement en tensions plus élevées et plus de puissance et plus de flexibilité. Le monde est confronté à d'énormes défis en matière d'approvisionnement énergétique pour une population croissante.

Si cette énergie doit être fournie sans endommager l'environnement; De nouveaux types de production seront nécessaires, tels que l'hydroélectricité, le vent en mer et la production solaire dans les déserts. Tout cela nécessite la transmission d'énormes quantités d'énergie électrique sur de longues distances. L'HVDC est la technologie la plus appropriée pour cette tâche. D'où son importance pour créer un monde plus durable.

Un système de transmission HVDC est hautement contrôlable. Son utilisation efficace dépend d'une utilisation appropriée de cette contrôlabilité afin de garantir les performances souhaitées de l'alimentation.

Le chapitre suivant est dédié au principe de fonctionnement et au contrôle des liaisons de transmission HVDC.

II.1 Introduction

La première technologie pour le transport d'énergie électrique en courant continu est le LCC-HVDC, la plus rencontrée à ce jour, de part son ancienneté et sa maturité, mais aussi de part ses principaux avantages:

- ses faibles pertes en conduction (grâce à l'utilisation de thyristors pour les convertisseurs)
- son aptitude à transporter de très importantes puissances à de longues distances.

On citera le record mondial (2013) en terme de puissance pour la liaison Jinping–Sunan en Chine : La liaison électrique HVDC longue de 2 090 km à une capacité nominale de 7 200 MW sous une tension de +/-800kV, les thyristors traitent un courant continu record de plus de 5000 ampères.

- Sa capacité à pouvoir limiter les surintensités, lorsqu'un défaut survient sur le bus continu, par le contrôle de la phase des thyristors [26,27].

Dans ce chapitre, il est important de commencer par une description générale d'une liaison HVDC et son principe de fonctionnement. Une analyse claire des principes de conversion, et les relations qui existent entre les différents paramètres concernés au cours du processus de conversion de l'énergie électrique sont présentées.

II.2 Les composants d'une ligne de transport LCC-HVDC

La structure d'un système de transport en courant continu haute tension (HVDC) est représentée dans la figure.2.1.

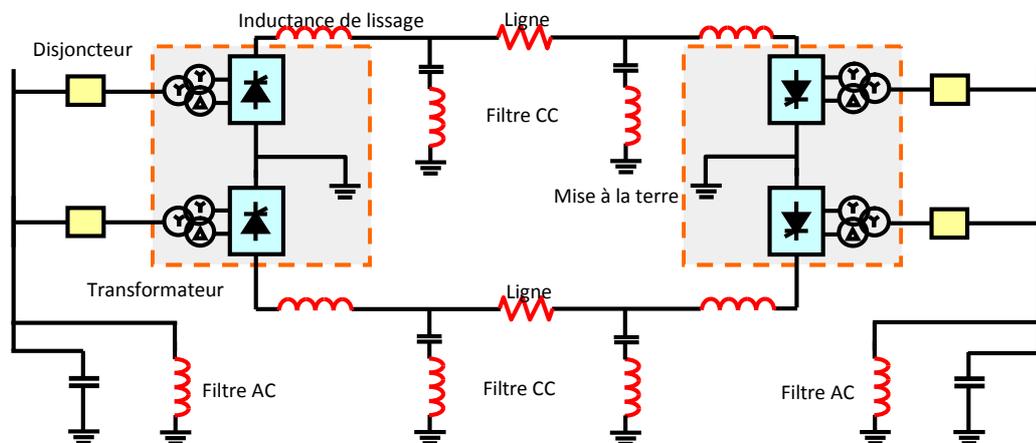


Fig.2.1 Composantes d'une liaison HVDC

Les principaux composants d'une ligne de transport d'énergie électrique à courant continu sont décrits dans les paragraphes suivants.

II.2.1 Convertisseurs

En général, l'élément essentiel du système HVDC est les convertisseurs. Ils effectuent la conversion AC/DC et DC/AC. Les convertisseurs sont constitués de valves montées en série pour supporter des tensions élevées. En 1954, lorsque le premier système de transmission HVDC a été mis en service, des valves en mercure ont été utilisées. De nos jours, les thyristors et les IGBT sont utilisés pour différentes technologies HVDC [28].

II.2.2 Transformateurs de conversion

Les transformateurs de conversion assurent les fonctions suivantes :

- Alimenter les convertisseurs avec une tension AC réglée en amplitude par le système de contrôle du poste HVDC.
- Assurer une séparation électrique entre le réseau AC et les convertisseurs.
- Eviter l'injection des tensions continues dans le réseau.
- Réduire le bruit harmonique engendré par les convertisseurs vers le réseau.
- Limiter le courant de défaut dans les thyristors des convertisseurs en cas de court-circuit.

II.2.3 Filtres d'harmoniques AC

Le fonctionnement du convertisseur entraîne à la fois la génération d'harmoniques de courant AC et l'absorption de la puissance réactive. Afin de limiter l'impact de ces courants harmoniques AC et de la puissance réactive absorbée, le poste de conversion comprend normalement des filtres d'harmoniques AC connectés au jeu de barres du convertisseur.

Les filtres sont constitués d'éléments passifs (condensateurs, inductances, parafoudres) dont le dimensionnement et les valeurs nominales sont calibrées en fonction des caractéristiques de la liaison.

II.2.3.1 Filtre haute fréquence

Le fonctionnement du convertisseur entraînera la génération d'interférences à très haute fréquence qui se propageront dans le système AC à partir du bus de conversion.

Alors que l'ampleur et la fréquence de ces interférences sont souvent sans importance pour le fonctionnement en toute sécurité du système AC, il existe certains cas où cette interférence haute fréquence peut être indésirable, en particulier lorsque le système HVDC utilise le système qui transmet un signal de communication entre les stations de conversion.

II.2.4 Ligne de transport DC

Les lignes de transport peuvent être des lignes aériennes ou des câbles. La ligne à courant continu est plus simple et moins coûteuse puisqu'elle n'a besoin que de deux conducteurs. Le nombre de chaînes d'isolateurs est réduit d'un tiers par rapport à la ligne en alternatif. Les pylônes sont également plus légers, moins chers et plus étroits pour la ligne en continu [14].

II.2.5 Réactance de lissage DC

- Réduire l'ondulation de courant DC sur la ligne de transmission aérienne ou câble.
- Empêcher une montée trop rapide du courant en cas de défaut sur la ligne qui pourrait s'écouler dans le circuit de transmission DC vers un défaut dans la station de conversion. Cela permet aux convertisseurs de prendre le contrôle du courant avant que celui-ci ne devienne trop grand [14].
- Réduire les risques de résonance.

II.2.6 Filtre DC

Des harmoniques de tension sont créées du côté DC des convertisseurs. Ils donnent lieu à des harmoniques de courant qui, en l'absence de filtrage, pourraient produire de l'interférence téléphonique.

Les filtres DC sont accordés aux harmoniques afin de court-circuiter ces tensions à la terre. Contrairement aux filtres AC les filtres DC ne sont pas seulement constitués de composants passifs (condensateur, inductance, résistance) mais aussi de dispositifs d'électronique de puissance qui injectent dans la ligne des harmoniques en opposition de phase par rapport à celles des convertisseurs et en réduisant l'amplitude.

II.2.7 Electrode de mise à la terre

Certaines liaisons HVDC emploient la terre, ou la mer comme conducteur de retour du courant, le circuit à courant continu pouvant alors se réduire à un seul conducteur et

à des prises de terre, ou de mer, dans des stations d'extrémités. On économise ainsi le coût d'un conducteur, mais, en contrepartie, il faut installer une électrode et éventuellement une ligne entre la station et le site de l'électrode.

L'électrode de mise à la terre mérite une attention particulière car le retour permanent ou occasionnel du courant par le sol ou par la mer pose le problème de la corrosion électrolytique des stations métalliques aux voisinages de l'ouvrage, et également celui des interférences avec d'autres installations. Pour ces raisons, l'électrode est toujours placée à quelques kilomètres du poste de conversion [14,29].

II.3 Principe de base de la conversion

La connaissance des caractéristiques tension-courant continu du convertisseur HVDC est importante pour comprendre le principe de la commande du système HVDC et des opérations du convertisseur dans les modes de fonctionnement du redresseur et de l'onduleur. Par conséquent, cette section fournit une explication des caractéristiques de fonctionnement du convertisseur triphasé de base utilisé dans les liaisons de transmission HVDC.

II.3.1 Circuit du convertisseur

La fonction du convertisseur LCC est de fournir une conversion de puissance entre l'alimentation AC et DC.

Afin de faciliter l'étude du fonctionnement du convertisseur et sa mise en équations. Notre étude sera entièrement basée sur la structure de base d'un convertisseur LCC, est un pont à trois phases à pleine onde appelé "Pont de Graetz" ou pont à 6 impulsions, comme le montre la Figure.2.2.

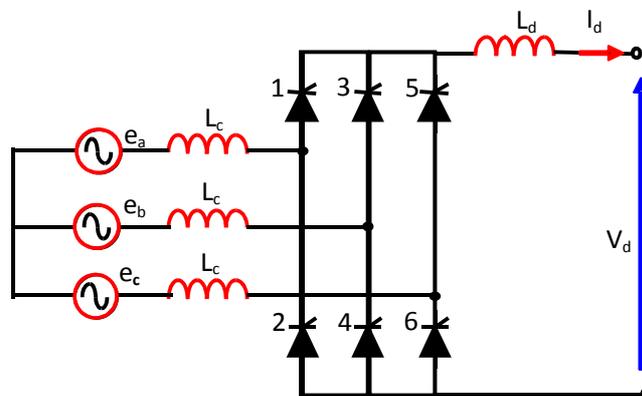


Fig.2.2 Pont convertisseur à 6 impulsions (pont de Graetz)

II.3.1.1 Cas idéal (angle d'empiètement nul)

A des raisons d'analyse, nous ferons les hypothèses suivantes

- La valeur de l'inductance L du côté continu infinie, pour une ondulation nulle et un lissage parfait du courant continu;
- Les tensions alternatives sont idéales ; équilibrées, symétriques et parfaitement sinusoïdales.
- La valve se comporte comme un interrupteur idéal (sans pertes), à résistance nulle en état passant et à résistance infinie en état bloqué.

$$\begin{aligned} e_a &= e_m \cos(\omega t + 60^\circ) \\ e_b &= e_m \cos(\omega t - 60^\circ) \\ e_c &= e_m \cos(\omega t - 180^\circ) \end{aligned} \quad (2-1)$$

Les tensions composées correspondants sont

$$\begin{aligned} e_{ac} &= \sqrt{3}E_m \cos(\omega t + 30^\circ) \\ e_{ba} &= \sqrt{3}E_m \cos(\omega t - 90^\circ) \\ e_{cb} &= \sqrt{3}E_m \cos(\omega t + 150^\circ) \end{aligned} \quad (2-2)$$

Où

e_m : La tension simple maximale aux borne d'un enroulement secondaire du transformateur

E_m : La tension composée maximale

• Fonctionnement en redresseur

On désigne le retard d'amorçage par l'angle α , la commande du convertisseur se fait par cet angle qui définit le temps entre l'instant où la tension entre anode et la cathode d'un thyristor devient positif et l'instant qui est choisie pour amorcer ce thyristor par une impulsion sur sa gâchette.

La figure.2.3 montre les formes d'ondes de la tension et du courant obtenues pour un angle d'amorçage $\alpha=15^\circ$.

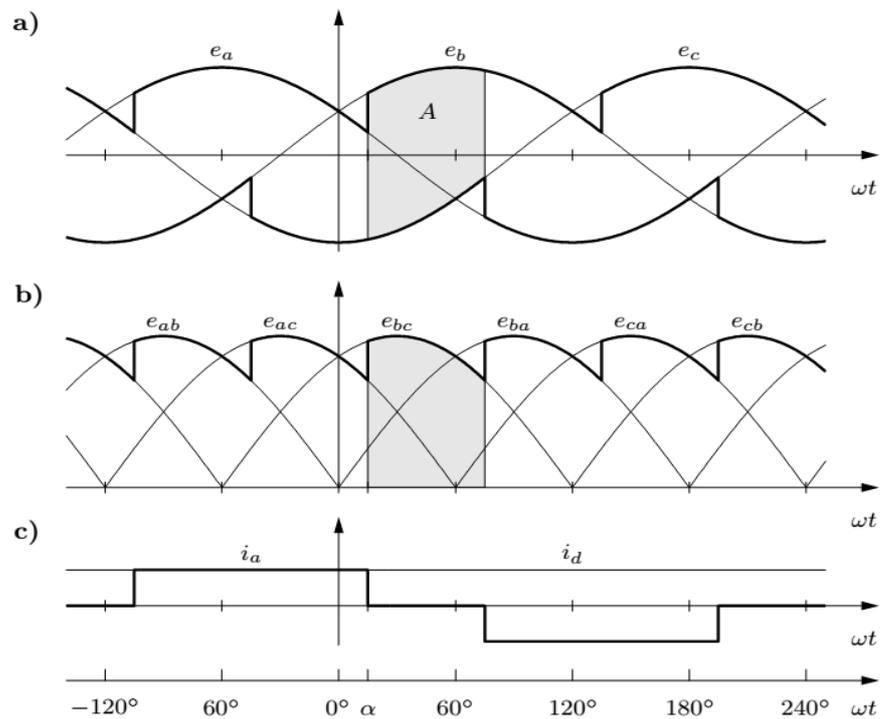


Fig.2.3 Formes d'ondes de la tension et du courant obtenues pour $\alpha=15^\circ$

• La tension continue moyenne

La valeur de la tension moyenne redressée à la sortie du pont de Graëtz, est donnée par intégration de la valeur instantanée tous les $T/6$ de période de temps:

$$V_d = \frac{3}{\pi} A = \frac{2E_m}{2\pi} \int_{-\pi/3+\alpha}^{\pi/3+\alpha} \cos(\omega t) d(\omega t) = 2E_m \frac{\sin \frac{\pi}{3}}{\frac{\pi}{3}} \cos \alpha \quad (2-3)$$

$$V_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha \quad (2-4)$$

Avec $V_{do} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m$

$$V_{do} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U \quad (2-5)$$

$$\text{Donc } V_d = V_{do} \cos \alpha = 1.35U \cos \alpha \quad (2-6)$$

Où

V : Valeur efficace de la tension simple AC.

V_d : Tension continue idéale moyenne, ou tension redressée

V_{do} : Tension redressée à vide pour $\alpha=0$

U : Valeur efficace de la tension AC entre phases.

D'après la formule V_{di} on remarque que le pont de Graëtz fournit une tension redressée dont la valeur moyenne s'exprime en fonction de la tension alternative composée efficace U et de l'angle de retard à l'amorçage α . Donc il en résulte que par simple action sur l'angle α , il est possible de régler le signe et la valeur moyenne de la tension continue. Et puisque le courant continu circule toujours dans le même sens, la valeur de α détermine le sens de transit de la puissance [30].

- Courant et déphasage AC

D'après les hypothèses mentionnées au début de cette section, le courant de charge est parfaitement lissé. Cette hypothèse est relativement proche de la réalité à cause de l'utilisation d'une inductance de lissage à la sortie du convertisseur. Les courants circulant du côté alternatif du convertisseur contiennent des harmoniques de rang $(n\neq 1)$. La forme idéalisée en quasi rectangulaire du courant circulant dans la phase A du convertisseur est présentée dans la figure.2.4.

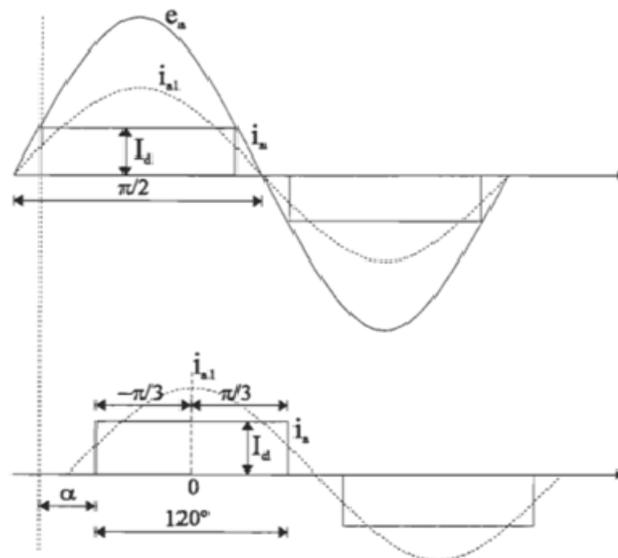


Fig.2.4 Forme du courant circulant dans la phase A du convertisseur

L'analyse de Fourier nous montre la présence des tensions harmoniques d'ordre suivant:

$$h = np \pm 1 \quad (2.7)$$

Dans le cas d'un pont à six impulsions, les tensions harmoniques d'ordre 5, 7, 11, 13 seront éliminées à l'aide d'un filtre passe-bande. Un filtre passe-haut permettra d'éliminer les tensions harmoniques d'ordres supérieurs.

Peu importe son mode de fonctionnement, le pont de Graetz absorbe toujours de la puissance réactive. Cette puissance sera fournie en partie par les filtres AC et le reste par le réseau AC et les équipements de compensation de puissance réactive. Si on néglige les pertes dans le convertisseur, la puissance AC doit être égale à la puissance DC on a que

$$3UI_1 \cos\varphi = V_d I_d = I_d V_{do} \cos\alpha \quad (2-8)$$

Avec :

I_1 : valeur efficace du courant de phase 1 coté AC

I_d : valeur moyenne du courant DC.

La valeur fondamentale du courant est donnée par

$$\sqrt{2}I_1 = \frac{2}{\pi} \int_{-\pi/3}^{\pi/3} I_d \cos(\omega t) d(\omega t) \quad (2-9)$$

On trouve alors la valeur efficace du courant AC

$$I_1 = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \quad (2-10)$$

En substituant l'équation (2-10) dans l'équation (2-8), on trouve

$$\sqrt{3}U \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \cos\varphi = V_{do} I_d \cos\alpha \quad (2-11)$$

D'après l'équation (2.5), on peut écrire

$$V_{do} I_d \cos\varphi \cong V_{do} I_d \cos\alpha \quad (2-12)$$

Où

$$\cos\varphi \cong \cos\alpha \quad (2-13)$$

Donc

$$Q \cong P \tan \alpha \quad (2-14)$$

Malgré l'inexactitude de l'équation (2 -12) due au fait que nous n'avons pas tenu compte de l'angle d'empiètement, ce résultat nous permet de constater que la puissance réactive est en fonction de l'angle α et que cette puissance sera toujours positive. Ceci implique que le convertisseur absorbe toujours de la puissance réactive.

II.3.1.2 Cas réel (angle d'empiètement non nul)

L'inductance de fuite des transformateurs n'étant pas négligeable, le courant dans un interrupteur ne peut pas changer brusquement. Il est donc impossible que la commutation entre deux thyristors soit instantanée. Ceci implique que, lors de la commutation, plus de deux thyristors seront en conduction.

La figure.2.5 montre le circuit équivalent du convertisseur pendant la commutation entre la valve 1 et la valve 3. Au début de la commutation (lorsque la valve 3 est activée), le courant de phase i_a est égal au courant continu alors que i_b est toujours zéro.

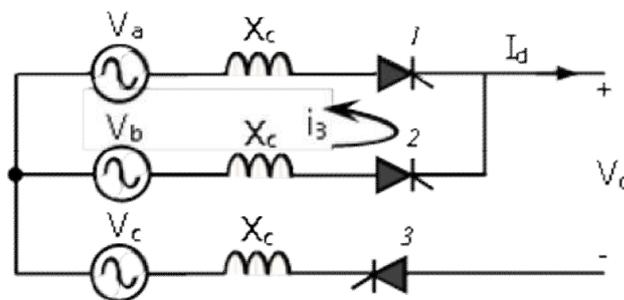


Fig.2.5 Processus de commutation entre la valve 1 et la valve 3

A l'état normal, pour assurer l'ouverture d'une valve, la tension à ces bornes doit rester négative pendant un certain temps après l'annulation de son courant (noté γ qu'on appelle angle d'extinction) pour qu'elle devienne capable de bloquer la tension continu.

Avec :

μ : Angle d'empiètement

γ : Angle d'extinction

La figure.2.6 illustre la forme d'onde de la tension V_{ba} et du courant I_1 de la valve 1 et du courant I_3 de la valve 3 pendant la commutation. Le courant sera transféré entre la

valve 1 et la valve 3. Cette opération prend un certain temps qui est mesuré par l'angle d'empiètement μ [30].

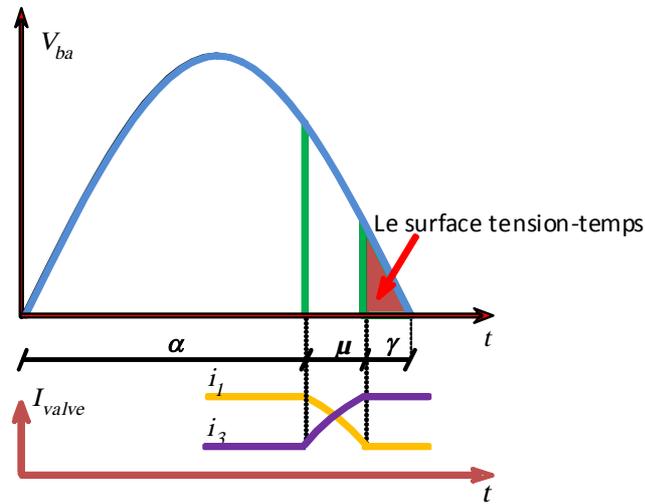


Fig.2.6 Circuit équivalent de base pendant la commutation

En fonctionnement normal, l'angle d'empiètement est inférieur à 60° . Dans ce cas, on a toujours deux ou trois thyristors qui conduisent en même temps, respectivement dans les intervalles entre les commutations et pendant les commutations.

La tension $e_b - e_a$ entraîne alors un courant à travers la boucle contenant les valves 1 et 3. La commutation se termine lorsque i_a a diminué jusqu'à zéro et que i_b a pris en charge tout le courant continu:

$$e_a - e_b = L_c \frac{di_b}{dt} - L_c \frac{di_a}{dt} \quad (2-15)$$

Ou bien

$$e_a - e_b = \sqrt{2}U \cos(\omega t - \frac{\pi}{2}) \quad (2-16)$$

La somme de i_a et i_b pendant la commutation est égale au courant continu;

$$\frac{di_a}{dt} + \frac{di_b}{dt} = \frac{di_d}{dt} = 0 \quad (2-17)$$

Donc
$$\frac{di_a}{dt} = -\frac{di_b}{dt} \quad (2-18)$$

L'insertion des équations (2.16) et (2.18) en (2.15) on obtient :

$$\sqrt{2}U \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) = 2L_c \frac{di_b}{dt} \quad (2-19)$$

Alors
$$\frac{di_b}{dt} = \frac{\sqrt{2}U}{2L_c} \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \quad (2-20)$$

L'intégration sur la durée de la commutation donne :

$$\int_{\frac{\alpha}{\omega}}^{\frac{\alpha+\mu}{\omega}} \frac{di_b}{dt} dt = \frac{\sqrt{2}U}{2\omega L_c} \cos[\alpha - \cos(\alpha + \mu)] \quad (2-21)$$

Donc
$$I_d = \frac{\sqrt{2}U}{2\omega L_c} \cos[\alpha - \cos(\alpha + \mu)] \quad (2-22)$$

Lorsque les trois thyristors (Th_1 , Th_2 et Th_3) sont en conduction (figure.2.6), la tension composée des phases court-circuitées est zéro et les deux tensions simples des phases A et B sont égales entre elles et à la moyenne des tensions de circuit ouvert correspondantes:

$$V_a = V_b = \frac{e_a + e_b}{2} = -\frac{e_c}{2} \quad (2-23)$$

- La tension continue moyenne

La valeur de cette tension est donnée par la moyenne des tensions des phases A et B en circuit ouvert. La tension instantanée aux bornes de la charge est donc égale à:

$$V_d = \frac{e_a + e_b}{2} - e_c = -\frac{3e_c}{2} \quad \text{Pour } \alpha \leq \omega t \leq \alpha + \mu \quad (2-24)$$

Ou bien

$$-\frac{3}{2}e_c = e_{bc} - \left[\frac{e_b + e_a}{2} \right] \quad (2-25)$$

On peut donc déterminer la valeur de la tension moyenne aux bornes de la charge par la même approche que dans le cas où $\mu=0^\circ$.

À partir de la figure 4.3, on peut déterminer la valeur moyenne de la tension.

$$V_d = \frac{1}{t} \int_0^T V_d dt$$

$$V_d = \frac{3}{\pi} \left[\int_{\alpha}^{\alpha+\mu} -\frac{2}{2} e_c d\omega t + \int_{\alpha+\mu}^{\alpha+\pi/3} e_{bc} d\omega t \right] \quad (2-26)$$

$$V_d = \frac{3}{\pi} \left[\int_{\alpha}^{\alpha+\mu} -\frac{2}{2} e_c d\omega t + \int_{\alpha+\mu}^{\alpha+\pi/3} e_{bc} d\omega t \right] \quad (2-27)$$

Des équations (2-25) et (2-27) on obtient

$$-\frac{3e_c}{2} = -e_c + \frac{e_a + e_b}{2}$$

$$-\frac{3e_c}{2} = e_{bc} - \left[\frac{e_b - e_a}{2} \right] \quad (2-28)$$

Alors

$$V_d = \frac{3}{\pi} \left[\int_{\alpha}^{\alpha+\pi/3} e_{bc} d\omega t - \int_{\alpha}^{\gamma} \frac{e_{ba}}{2} d\omega t \right] \quad (2-29)$$

Avec l'équation (2-2), on obtient l'équation de la tension continue moyenne

$$V_d = \frac{V_{d0}}{2} [\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)] ; \quad V_{d0} = U \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \quad (2-30)$$

En substituant l'équation (2-22) dans (2-30), on obtient l'équation de la tension en fonction du courant de charge

$$V_d = V_{d0} \cos \alpha - R_c I_d \quad (2-31)$$

Où

$$R_c = \frac{3}{\pi} L_c \omega \quad (2-32)$$

R_c : est appelée la résistance équivalente de commutation, elle représente la chute de tension due à la commutation, et ne consomme pas d'énergie.

- Facteur de puissance

Puisque les filtres harmoniques sont normalement fournis aux bornes du convertisseur, le courant circulant dans le système AC ne contient (idéalement) que le fondamentale des composants de courant. L'équation (2-10) représente une bonne approximation pour la valeur efficace du courant AC [31,32] :

$$I_1 = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d$$

La valeur maximale de courant alternatif est déterminée par analyse de Fourier:

$$\hat{I}_1 \cong \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \quad (2-33)$$

Si on néglige les pertes dans le convertisseur, la puissance AC doit être égale à la puissance DC on a :

$$\begin{aligned} \frac{3}{2} V_m \hat{I}_1 \cos \varphi &= V_d I_d \\ \frac{3}{2} V_m \hat{I}_1 \cos \varphi &= V_{d0} I_d \left(\frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2} \right) \end{aligned} \quad (2-34)$$

Après la substitution des équations (2-15) et (2-33) :

$$\left(\frac{3}{2} V_m \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \right) \cos \varphi \cong \left(\frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m I_d \right) \left(\frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2} \right)$$

$$\text{Donc} \quad \cos \varphi \cong \frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2} \quad (2-35)$$

Avec l'équation (2-30), on peut écrire cette équation sous la forme :

$$\cos \varphi \cong \frac{V_d}{V_{d0}} \quad (2-36)$$

A l'aide de (2-25) on tire :

$$\cos \varphi \cong \cos \alpha - \frac{R_c I_d}{V_{d0}} \quad (2-37)$$

D'après l'équation (2.37), avec une augmentation de la charge, le facteur de puissance diminue et, par conséquent, le déphasage entre le courant et la tension AC augmente.

- Mode onduleur

En mode onduleur, les convertisseurs triphasés ont une tension cathode-anode négative. La marge de fonctionnement en mode onduleur est caractérisée par les valeurs de l'angle α exprimées à l'équation (2.38) ;

$$90^\circ < \alpha \leq 180^\circ \quad (2-38)$$

Pour les convertisseurs à thyristors, les instants de transmission des impulsions de gâchette sont cruciaux. Le processus d'ouverture d'une valve pour la commutation doit respecter le temps de recouvrement (μ) de cette dernière pour éviter un réenclenchement intempestif, plus particulièrement à l'onduleur puisque l'ouverture de la valve doit se faire lorsque sa tension de commutation est négative. Un angle d'extinction minimal γ_{\min} , doit donc être respecté pour que le processus de commutation soit réussi (Fig.2.6). L'équation (2.39) exprime la valeur de l'angle d'extinction [33, 34].

$$\gamma = 180^\circ - \alpha - \mu \quad (2-39)$$

Le moment d'allumage est souvent défini par un angle d'avance β , plutôt que par l'angle de retard α . Cet angle d'avance est mesuré par rapport à l'instant où $\alpha=180^\circ$, équation (2-40).

$$\beta = 180 - \alpha \quad (2-40)$$

Alors
$$\beta = \mu + \gamma \quad (2-41)$$

En pratique, l'angle α en mode onduleur est toutefois limité à un minimum d'environ 92 degrés puisque lorsque α est à 90 degrés, le facteur de puissance est nul et le convertisseur consomme 100% de puissance réactive. L'angle d'allumage est également limité à un maximum d'environ 170 degrés, sans quoi, dans l'équation (2.39), l'angle d'extinction serait trop faible [35].

Les équations (2-22) et (2-30) sont alors transformées en équations d'onduleur en substituant α par $(180^\circ - \beta)$ et $(\alpha + \gamma)$ par $(180^\circ - \gamma)$, on trouve :

$$V_d = \frac{V_{d0}}{2} (\cos \beta + \cos \gamma) \quad (2-42)$$

En isolant le $\cos \beta$ de l'équation (2-40) et en substituant cette expression dans (2-42), on obtient :

$$V_d = V_{d0} \cos \gamma - R_c I_d \quad (2-43)$$

$$\text{Avec } V_{d0} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U \quad \text{et} \quad R_c = \frac{3L_c \omega}{\pi}$$

Ou

$$V_d = \frac{3}{\sqrt{2}\pi} U (\cos \beta + \cos \gamma) \quad (2-44)$$

Maintenant L'expression pour le courant continu est

$$I_d = \frac{\sqrt{2}}{2L_c \omega} U (\cos \gamma - \cos \beta) \quad (2-45)$$

Pour le facteur de puissance, son expression devient

$$\cos \varphi = \frac{\cos \gamma + \cos \beta}{2} \quad (2-46)$$

En général, un angle d'extinction minimal compris entre 10° et 20° devrait être respecté dans tous les cas. L'angle de retard d'allumage admissible dépend, de plus, de l'angle d'empiétement. En général, on limite l'angle de retard d'allumage de fonctionnement en onduleur à une valeur typique $\alpha = 150^\circ$, afin d'éviter les ratés de commutation [35,36].

II.4 Les défauts rencontrés dans le système HVDC

Plusieurs types de défauts peuvent survenir sur les systèmes HVDC. Les perturbations externes et les défauts dans les dispositifs de contrôle doivent être

surveillés afin de protéger les éléments du système. Une familiarisation avec la majorité des perturbations permet d'identifier les besoins en matière de commande et de protection.

II.4.1 La foudre

L'ensemble des défauts au sol, soit du côté AC ou du côté DC, peuvent être causés par la perturbation externe la plus fréquente : la foudre. Ce phénomène naturel inévitable peut provoquer des arcs conducteurs entre les lignes ou entre les lignes et la mise à la terre. Il peut même engendrer le claquage des isolateurs dans des conditions sévères.

Il est donc primordial de considérer les conséquences. Les surtensions ou les hausses de courant autant que les baisses de tension causées par les défauts ligne-terre conséquents et les courts-circuits temporaires sont tous des phénomènes pouvant être causés par la foudre.

II.4.2 Les perturbations sur le réseau AC

Parmi les causes de surtensions sur un des réseaux AC, on dénote entre autres le délestage de charges. Par exemple, l'ouverture d'un disjoncteur de protection pour une usine comportant un grand nombre de machines électriques pourrait provoquer une hausse importante de la tension sur la ligne.

Dans le même ordre d'idées, certains systèmes de protection HVDC provoquent le blocage temporaire ou permanent des convertisseurs. Le blocage d'autres systèmes HVDC à proximité consiste donc en un important délestage de charge (ou de génération).

À l'opposé, une hausse instantanée de la charge peut causer une diminution soudaine de la tension AC. La tension de commutation des convertisseurs est donc affectée et une influence de cette baisse de tension est visible du côté DC de l'interconnexion. Ce phénomène peut être une cause de ratés de commutation [37,38].

Les filtres pour les harmoniques de courant du côté AC, jumelés aux bancs de condensateurs, présentent un effet capacitif aux fréquences inférieures à celles sur lesquelles ils sont syntonisés. Étant donné la nature inductive d'un réseau AC, il est

donc possible que survienne une résonance parallèle entre les filtres et le réseau lors de certaines perturbations. Des surtensions harmoniques alors superposées à la tension fondamentale apparaissent et affectent l'interconnexion.

II.4.3 Les perturbations du côté DC

En ce qui a trait aux défauts pouvant se manifester du côté DC, le plus problématique est le court-circuit ligne-terre. Ce dernier est plus probable sur une interconnexion comportant une ligne du côté DC que sur une interconnexion HVDC dos-à-dos. Le symptôme évident de ce défaut est la diminution de la tension CC sur l'interconnexion.

II.4.4 Les ratés de commutation

Le raté de commutation est l'événement dynamique le plus fréquent dans les systèmes HVDC classique (LCC).

Ce phénomène n'est pas un défaut causé par une valve dysfonctionnelle. Le raté de commutation peut survenir lors d'un défaut sur le réseau AC connecté au convertisseur ou par un retard dans la synchronisation d'une impulsion d'allumage avec la tension AC.

Le raté de commutation est causé par l'incapacité d'une valve d'un convertisseur de laisser passer le courant continu avant que sa tension de commutation ne devienne négative. Le retard d'une impulsion d'allumage est donc une cause plausible de raté de commutation. De plus, le thyristor requiert un certain temps avant d'être en état de blocage ultime. Un temps de déionisation doit être accordé pour la recombinaison des charges internes et donc l'établissement d'une impédance quasi infinie. Si la tension à ses bornes redevient positive avant la fin de la période d'ionisation, le thyristor se réenclenche. Cet événement indésirable déstabilise la séquence de commutation et provoque un raté. À cet effet, il faut contrôler convenablement la grandeur de l'angle γ [37,38].

L'apparition du raté de commutation engendre une forte surintensité dans le transformateur et provoque une mise en court-circuit de la tension continue qui entraîne une augmentation des contraintes, des interruptions de la puissance transmise et a une surchauffe des valves de convertisseur, des problèmes de réglage du relais de protection

en raison d'un courant de défaut important. Des ratés de commutation successive pourraient entraîner l'arrêt forcé de la liaison HVDC.

Malgré toutes les précautions prises, les perturbations de tension dues à des défauts survenus dans le système AC rendent, en pratique, le phénomène de raté de commutation inévitable en fonctionnement onduleur.

II.5 Commande des liaisons HVDC

L'un des principaux avantages d'une liaison HVDC est la possibilité de commander rapidement la puissance transmise en contrôlant les angles d'amorçages des convertisseurs. Les commandes des convertisseurs ne sont pas seulement rapides, mais aussi très fiables et elles sont utilisées pour la protection contre les défauts dans les convertisseurs et dans la ligne de transmission.

Les dispositifs de commandes, appelés souvent dispositifs de réglage, jouent un rôle très important dans les liaisons HVDC. Comme tous les systèmes de commandes, ils ont essentiellement la tâche de surveiller le régime de fonctionnement et d'agir si c'est nécessaire afin de rétablir les conditions de fonctionnement normales [37].

Les principaux objectifs de la commande (contrôle) sont les suivants:

1. Limiter le courant maximal afin d'éviter des dommages aux valves ou à tout autre composant où circule le courant.
2. Limitation de la fluctuation du courant due à la fluctuation de la tension alternative.
3. Garder le facteur de puissance le plus élevé possible pour minimiser la consommation d'énergie réactive. Cela implique que les convertisseurs fonctionneront à un angle d'amorçage faible.
4. Prévenir les défaillances (ratés) de commutation à l'onduleur.
5. Régler la fréquence, la puissance, etc.

Une liaison de transmission HVDC est munie de système de commande complexe, ce système possède deux niveaux distincts de commande: l'unité de commande centrale et le système de commande locale (Fig.2.7).

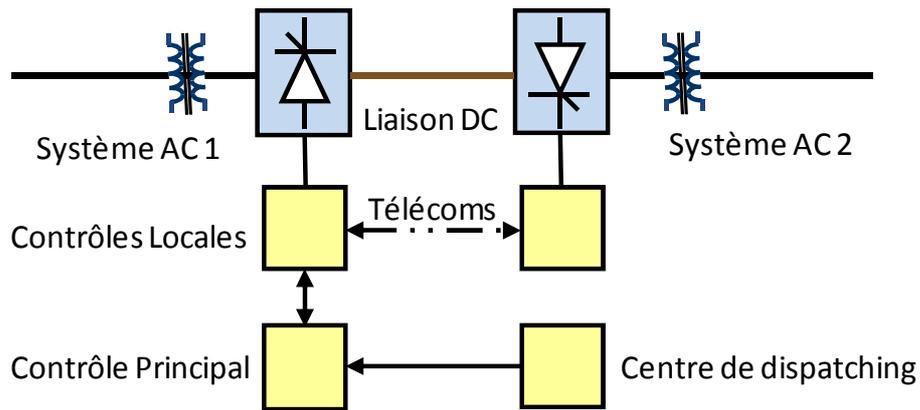


Fig.2.7 Système HVDC typique reliant deux systèmes AC

Les interactions entre ces derniers permettent en tout temps d'optimiser les performances dynamiques et statiques de la liaison HVDC.

L'unité de commande centrale, exerce un contrôle de haut niveau sur l'ensemble des convertisseurs. Cette unité permet de contrôler les principales variables de la liaison HVDC. En pratique, cette dernière permet à l'opérateur de commander les événements les plus fondamentaux tels que le démarrage ou l'arrêt de la liaison ainsi que les inversions de puissance. C'est ce système qui indique à chacun des convertisseurs leur mode de fonctionnement (onduleur ou redresseur) et qui leur transmet les références de courant, tension et γ [38].

L'unité de commande centrale comporte également un module de régulation de la puissance transitée. À cet effet, il doit connaître la tension DC mesurée sur chacun des convertisseurs. Il calcule alors la référence de courant nécessaire à l'obtention de la puissance désirée.

Les commandes locales contiennent les systèmes de protection de défauts ainsi que les régulateurs. Ces derniers déterminent la valeur de l'angle d'allumage α des thyristors pour obtenir les conditions désirées. À partir de l'angle d'allumage imposé par les régulateurs, elle se synchronise sur les tensions de commutation et génère les impulsions transmises aux thyristors.

Chaque système de commande locale réagit indépendamment des autres. Par contre, dans certains cas particuliers, les commandes locales des deux convertisseurs doivent communiquer. Si, par exemple, la détection d'un défaut de raté de commutation à l'onduleur, on assiste à la remise à zéro (ou à la valeur minimale) de la consigne de

courant. Cette intervention doit être effectuée sur les deux convertisseurs pour éviter une déformation de la caractéristique statique [31].

II.5.1 Principes de base

Considérons la liaison HVDC représentée sur la figure.2.8.a. Elle représente une liaison monopolaire ou un pôle d'une liaison bipolaire. Le circuit équivalent correspondant est représenté sur la figure.2.8.b.

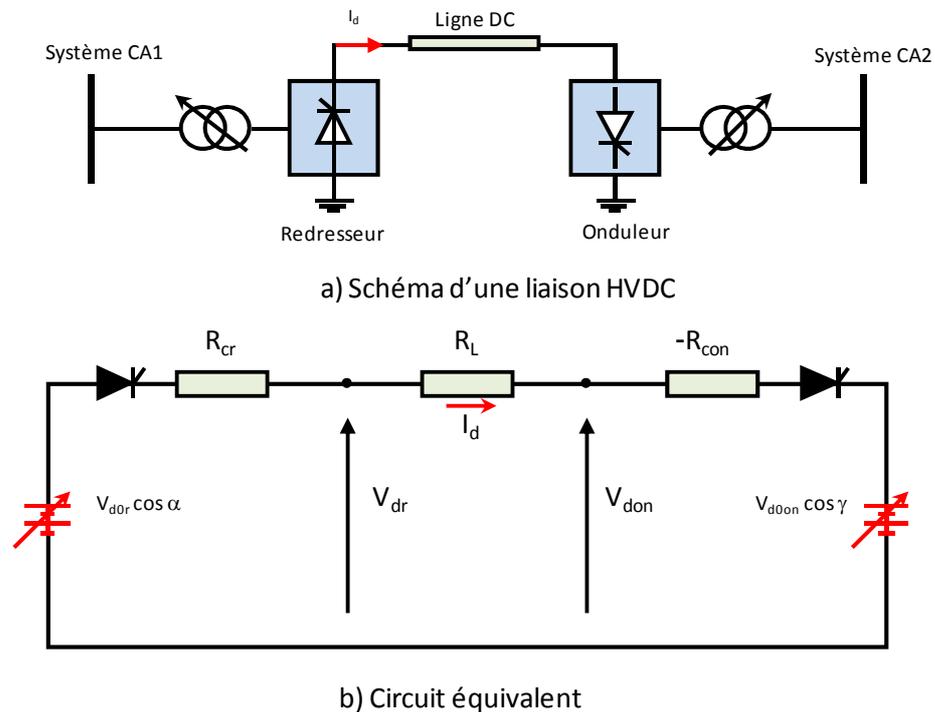


Fig.2.8 Liaison de transmission HVDC

Le courant continu qui circule du redresseur vers l'onduleur est:

$$I_d = \frac{V_{d0r} \cos \alpha - V_{d0on} \cos \gamma}{R_{cr} + R_L - R_{con}} \quad (2-47)$$

Avec :

V_{d0r} : Tension redressé à vide du redresseur.

V_{d0on} : Tension redressé à vide de l'onduleur.

R_L : résistance de la ligne

R_{cr} , R_{con} : résistances équivalentes de commutation du redresseur et de l'onduleur respectivement.

La tension continue et le courant peuvent être contrôlés en contrôlant les tensions internes (V_{d0r}) et (V_{d0i}). Ceci est accompli par la commande de l'angle d'allumage de la valve ou la commande de la tension alternative par le changement de prise du transformateur du convertisseur.

Le contrôle de α (ou γ), qui est rapide (1 à 10ms), et le changement de prise, qui est lent (5 à 6s par pas), sont utilisés de manière complémentaire. Le contrôle de α (ou γ) est utilisé initialement pour une action rapide, suivi par un changement de prise pour restaurer les paramètres du convertisseur (α pour le redresseur et γ pour l'onduleur) dans leur plage normale.

L'inversion de puissance est obtenue par inversion de la polarité des tensions directes aux deux extrémités.

II.5.2 Base de la sélection du contrôle

Les considérations suivantes influent sur les caractéristiques de contrôle.

- Prévention des grandes fluctuations du courant continu dues aux variations de la tension du système AC.
- Maintien de la tension continue proche de la valeur nominale.
- Maintenir les facteurs de puissance aux extrémités de la liaison le plus possible élevés.
- Prévention des défauts des rates de commutation.

Le contrôle rapide des convertisseurs pour éviter de grandes fluctuations du courant continu est une condition importante pour un fonctionnement satisfaisant de la liaison HVDC. (Équation 2.47), les résistances de la ligne et des convertisseurs sont faibles; par conséquent, un petit changement dans V_{d0r} ou V_{d0on} provoque un grand changement dans I_d , et aussi le courant I_d peut varier sur une large gamme pour de petits changements dans la grandeur de la tension alternative à chaque extrémité [31,39].

De telles variations sont généralement inacceptables pour des performances satisfaisantes du système d'alimentation. En outre, le courant résultant peut être suffisamment élevé pour endommager les valves et d'autres équipements. Par conséquent, un contrôle rapide empêche les fluctuations de courant continu qui est essentiel pour le bon fonctionnement du système.

Pour une puissance transmise donnée, le profil de tension direct sur le long de la ligne doit être proche de la valeur nominale. Cela minimise le courant continu et, par conséquent, les pertes dans la ligne.

Les raisons pour maintenir le facteur de puissance élevé:

- Pour maintenir la puissance nominale du convertisseur aussi élevée que possible pour les courants et les tensions nominales du transformateur et de la valve;
- pour réduire les contraintes dans les valves;
- Pour minimiser les pertes et le courant nominal de l'équipement dans le système à courant alternatif auquel le convertisseur est connecté;
- Réduire au minimum la consommation de la puissance réactive dans les convertisseurs.

Le facteur de puissance est exprimé par

$$\cos\varphi = \frac{1}{2} [\cos\alpha + \cos(\alpha + \mu)] \quad \text{Pour le redresseur}$$

$$\cos\varphi = \frac{1}{2} [\cos\alpha + \cos(\gamma + \mu)] \quad \text{Pour l'onduleur}$$

Pour le fonctionnement en mode redresseur, la valeur minimale de α est de l'ordre de 5° . En effet, la tension entre les bornes des valves doit être suffisante, afin d'assurer l'amorçage. Puisque l'augmentation de la tension signifie la diminution de l'angle α , une certaine marge doit être respectée, et pour cela l'angle α est rarement inférieur à 15° . L'action des changeurs de prise consiste à maintenir les angles d'allumage à une valeur proche de 15° , qui constitue un compromis pour limiter la consommation de la puissance réactive [28,39].

Pour l'onduleur, l'angle d'extinction γ doit être maintenu constant pour assurer l'extinction totale de la valve en conduction. Dans le souci d'éviter des ratés de commutation possibles, l'angle d'extinction doit être maintenu plus grand d'une certaine valeur. Généralement la valeur minimale de l'angle γ est autour de 15° (pour un système AC de 50Hz) et 18° (pour un système AC de 60Hz) [31].

Le choix de la stratégie de contrôle est sélectionné pour permettre un fonctionnement rapide et stable de la liaison HVDC tout en minimisant la génération

d'harmoniques, la consommation d'énergie réactive et les pertes de transmission de puissance.

Le choix de la stratégie de contrôle pour une liaison CC monopolaire est effectué conformément aux conditions du tableau.4.1 [40].

Tableau.2.1 Choix de la stratégie de contrôle pour la liaison DC à deux terminaux

| condition | Caractéristiques souhaitables | Raison | Mise en œuvre du contrôle |
|-----------|---|--|--|
| 1 | Limiter le courant continu maximum, I_d | Pour la protection des valves | Utilisez le contrôle de courant constant au redresseur (CC) |
| 2 | Employer la tension continue maximale, V_d | Pour réduire les pertes de transmission de puissance | Utilisez le contrôle de tension constant à l'onduleur (VC) |
| 3 | Réduire les défauts des ratés de commutation | Pour des raisons de stabilité | Utiliser le contrôle d'angle d'extinction minimum à l'onduleur (CEA) |
| 4 | Réduire la consommation d'énergie réactive aux convertisseurs | Pour la régulation de tension et des raisons économiques | Utiliser un contrôle d'angle d'allumage minimum au redresseur (CIA) |

La condition 1,4 implique l'utilisation du redresseur en mode de commande à courant constant (CC) et en mode angle d'amorçage constant (Constant Ignition Angle CIA) pour la condition 4, la condition 3 implique l'utilisation de l'onduleur en mode de commande à angle d'extinction constant (CEA). D'autres modes de contrôle peuvent être utilisés pour améliorer la transmission de puissance pendant des conditions de contingence en fonction des applications.

II.5.3 Les différents modes de contrôle des liaisons HVDC

II.5.3.1 Mode de contrôle à angle d'amorçage minimal (CIA)

L'objectif de ce mode de contrôle à α_{\min} est d'assurer qu'il y a suffisamment de tension aux bornes des valves avant que l'amorçage n'ait lieu, autrement la commutation échoue (raté de commutation), ce mode de control dédié au redresseur, il est préférable de garder l'angle d'amorçage α minimal et constant.

II.5.3.2 Mode de contrôle à courant constant (CC)

Pour ce mode de contrôle, il n'y a aucune différence entre le fonctionnement en mode redresseur ou onduleur, pour assurer le courant constant, une boucle d'asservissement qui assure l'augmentation de l'angle d'allumage α , si le courant mesuré (I_{dmes}) est supérieur à la valeur de consigne (I_{dref}) et la diminution si le contraire jusqu'à la valeur souhaitée Fig.2.9 [31,41].

Pour garder l'angle α dans la plage désirable, habituellement entre 10° et 20° , en joue sur les changeurs de prise du transformateur alimentant le convertisseur.

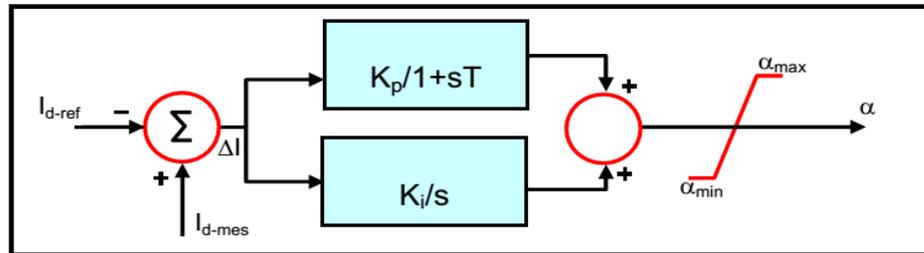


Fig.2.9 Contrôle de courant

II.5.3.3 Mode de contrôle à angle d'extinction constant (CEA)

Ce mode de contrôle dédié à l'onduleur, le contrôle se fait quelles que soient les variations des tensions alternatives ou du courant continu ; la détermination de l'angle d'amorçage, qui permet d'obtenir en fin de commutation un angle d'extinction sensiblement constant, est assurée par une boucle d'asservissement qui compare les angles d'extinctions antérieurs (γ_{mes}) à une consigne de référence (γ_{ref}) et agit dans le sens adéquat Fig.2.10.

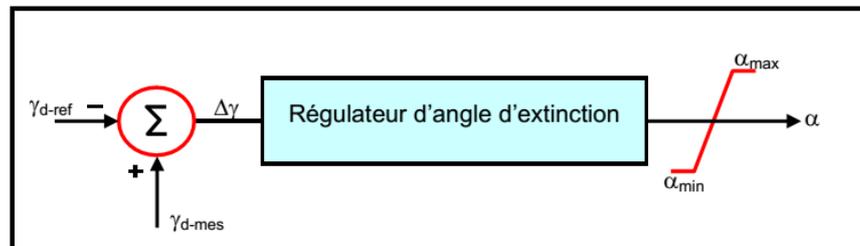


Fig.2.10 Contrôle d'angle d'extinction

II.5.3.4 Caractéristiques de contrôle combinées

Les liaisons à courant continu sont exposées à des fluctuations de puissance. Comme nous l'avons déjà mentionnée, les convertisseurs répondent d'une manière presque instantanée aux fluctuations, le courant I_d pourrait varier brusquement, ce qui provoquerait des grandes fluctuations au niveau de la puissance transportée entre les deux terminaux, les convertisseurs de la liaison HVDC doivent être dotés de système de commande robuste pour assurer la stabilité de transmission.

Les caractéristiques de contrôle sont mieux expliquées en utilisant les caractéristiques tension-courant en régime permanent. Ces caractéristiques représentent la relation entre V_d et I_d pendant le contrôle de la puissance transportée par le système HVDC, qui sont appropriées pour expliquer comment les stations de conversion travaillent ensemble pour contrôler le flux de puissance sur la ligne DC.

Le contrôle du courant dans la ligne DC est effectué par le contrôleur de courant du redresseur pendant le fonctionnement en régime permanent. Le redresseur peut contrôler le courant tant que son angle de retard α est supérieur à sa limite minimale, qui est souvent fixée à 5° .

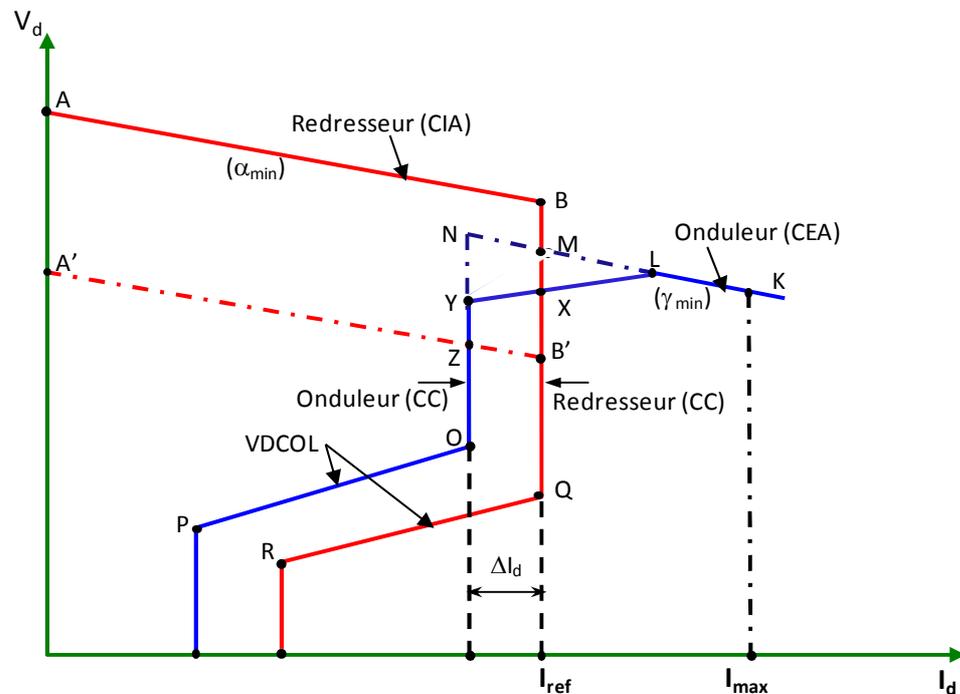


Fig.2.11 Caractéristique V_d-I_d à l'état stable d'un système HVDC bipolaire

La caractéristique α minimale est représentée par l'équation 2-31 et par la droite AB sur la figure 2.11.

$$V_d = V_{d0r} \cos\alpha - R_{cr} I_d$$

$$R_{cr} = \frac{3}{\pi} L_{cr} \omega$$

L_{cr} est l'inductance de fuite du transformateur coté redresseur.

R_{cr} est la réactance de commutation équivalente et représente la pente de la caractéristique AB. Une faible valeur de R_{cr} implique que le système AC est fort et que la caractéristique AB sera presque horizontale.

La caractéristique de courant constant du redresseur en régime permanent est la ligne verticale BMXQ, ceci représente le fonctionnement normal du redresseur où l'angle de retard d'amorçage α est varié afin de maintenir le courant continu constant I_d .

En raison de l'inertie thermique limitée, les valves des convertisseurs ne peuvent pas supporter une surintensité importante en continu; par conséquent, une limite de courant maximale est implémentée dans les contrôles. I_{max} sur la figure.2.11 représente cette limite, qui est habituellement fixée à 1.2 p.u.

Pendant le fonctionnement en régime permanent, l'onduleur prend en charge le contrôle de la tension continue. La tension est contrôlée en conservant l'angle d'extinction de l'onduleur γ constant, ce qui entraîne une réduction de la tension continue V_d lorsque le courant continu I_d augmente. Ceci est représenté par l'angle d'extinction constant minimum (CEA généralement autour de 18°) caractéristique KLMN dans la figure.2.11 et par l'équation 2-43.

$$V_d = V_{d0r} \cos\gamma - R_{ci} I_d$$

$$R_{ci} = \frac{3}{\pi} L_{ci} \omega$$

L_{ci} est l'inductance de fuite du transformateur côté onduleur. R_{ci} est la réactance de commutation équivalente et représente la pente de la caractéristique KLMN. Ceci est généralement plus incliné que la pente AB en raison de la plus faible force relative du système AC à l'extrémité de l'onduleur.

Le point de fonctionnement du système HVDC est représenté par l'intersection des caractéristiques du redresseur et de l'onduleur. Dans ce cas, c'est le point X pour la

commande V_d constante de l'onduleur ou le point M pour le mode de contrôle à angle d'extinction constant (CEA).

Le point de fonctionnement est atteint à l'aide des changeurs de prises du transformateur. Pour le redresseur, le changeur de prise du transformateur est utilisé pour maintenir l'angle de retard α dans sa plage de fonctionnement normale afin de respecter le réglage de courant constant I_{ref} . Pour le fonctionnement de l'onduleur, le changeur de prises en ligne s'ajuste en conséquence pour atteindre le niveau désiré de tension continue pour le contrôle à angle d'extinction minimum ou contrôle à V_d constant.

Lorsque l'onduleur fonctionne au point X et que l'ordre de courant continu au redresseur I_{ref} est augmenté au-delà du point L, l'onduleur change sa philosophie de contrôle à V_d constant à γ constante et fonctionne selon la ligne KL. La tension continue devient inférieure au niveau souhaité et le changeur de prise en ligne du transformateur de l'onduleur doit augmenter sa tension côté courant continu pour revenir à la commande de tension constante.

La caractéristique de tension continue constante (ligne LXY) n'est pas utilisée dans tous les systèmes de commande HVDC. Le contrôle de tension peut être réalisé également avec la coopération de γ constant (ligne KLMN) et le changeur de prise en ligne du transformateur.

II.5.3.5. Méthode de contrôle à marge de courant

Lorsque le redresseur fonctionne à un angle de retard supérieur au minimum, il contrôle le courant dans la ligne DC. Mais l'onduleur a également un contrôleur de courant qui est caractérisé par la section NYO. Les deux contrôleurs de courant reçoivent l'ordre actuel I_{ref} . Le contrôleur de courant redresseur essaie de maintenir ce courant dans la ligne DC, mais le contrôleur de courant de l'onduleur essaie de maintenir le courant de la ligne DC à une valeur légèrement inférieure. La différence entre les courants est la marge I_m , qui est habituellement de 0,1 pu. En fonctionnement normal en régime permanent, le contrôleur de courant de l'onduleur est forcé hors d'action et le redresseur conserve la référence de courant dans la ligne DC. Le régulateur de courant de l'onduleur n'est actif que lorsque le redresseur fonctionne avec un angle de retard α minimum et maintient le courant dans la ligne continue à une valeur $I_{ref} - I_m$.

Si la tension du redresseur tombe en dessous des points N ou Y (ligne A'B'), en raison d'une chute de tension coté AC par exemple, le point de fonctionnement du système HVDC change. Un nouveau point de fonctionnement est formé à l'intersection de la caractéristique A'B' et de la caractéristique de courant constant de l'onduleur NYO et il est désigné par Z. L'onduleur a maintenant repris le contrôle du courant, maintenant le courant continu à $I_{ref} - I_m$ et le redresseur contrôle la tension continue tant qu'elle fonctionne à sa caractéristique α minimale.

II.5.4 Fonction VDCOL (Voltage Dependent Current Order Limit)

Pendant les perturbations, la tension alternative au redresseur ou à l'onduleur est réduite. Sous ces conditions il n'est pas souhaitable pour le système alternatif que le système de transport HVDC tende à maintenir le courant nominal. L'appel de puissance réactive du convertisseur peut monter à un niveau inacceptable, d'où la nécessité de diminuer le courant de consigne I_{ref} [14].

L'augmentation de la consommation de la puissance réactive est partiellement due à l'augmentation de α ou γ , nécessaire pour maintenir un courant élevé à une basse tension, mais également à la diminution de la puissance réactive des filtres et des condensateurs lorsque la tension diminue. En plus, il y a un plus grand risque de raté de commutation et d'instabilité de la tension aux basses valeurs [41,42].

Les lignes QR et OP Fig2.11 indiquent les caractéristiques du limiteur de courant dépendant de la tension du redresseur et de l'onduleur (VDCOL). Ces caractéristiques réduisent l'ordre du courant continu si la tension continue diminue, par ex. en raison d'une perturbation du système AC. Afin de maintenir le fonctionnement du système AC, et de rétablir la puissance sur l'interconnexion de façon douce et assure la stabilité à la suite de défauts.

Lorsque le fonctionnement normal est revenu et que la tension continue est rétablie, le courant revient à son état stable I_{ref} [27].

La caractéristique VDCOL du redresseur est généralement terminée avec une limite minimale de courant continu I_{min} , qui est généralement comprise entre 0,2 et 0,3 p.u. La limite I_{min} est mise en œuvre pour maintenir suffisamment le courant continu dans les

valves, pour éviter d'atteindre un fonctionnement en courant discontinu, ce qui peut entraîner des surtensions transitoires dangereuses.

II.5.5 Inversion du sens de flux de puissance

La direction du flux de puissance dans un système à courant continu dépend des amplitudes de tension relatives aux bornes du convertisseur. La puissance passe du terminal avec la tension la plus élevée à la tension la plus basse. Il est différent aux systèmes à courant alternatif, où la direction du flux de puissance est déterminée par le signe de la différence d'angle de phase aux extrémités de la ligne et ne dépend pas des amplitudes de tension [28].

Comme le courant peut traverser les thyristors dans une seule direction (de l'anode à la cathode), l'inversion de puissance n'est possible qu'en modifiant la polarité de la tension continue. Pour les liaisons HVDC, on peut changer la direction de la puissance, de sorte que le redresseur fonctionne en onduleur et vice versa. Ceci est réalisé en dotant chaque convertisseur d'une caractéristique combine redresseur/onduleur Fig.2.12 [41].

L'inversion de la puissance est déterminée uniquement par une action de contrôle et ne peut pas être le résultat d'un changement des conditions de fonctionnement. Pour l'inversion de puissance, la station de redresseur augmente son angle de retard dans la zone d'inversion et la station d'onduleur avance son angle d'empiètement dans la zone de redressement. L'inversion de la puissance est illustrée à la figure2.12 [28].

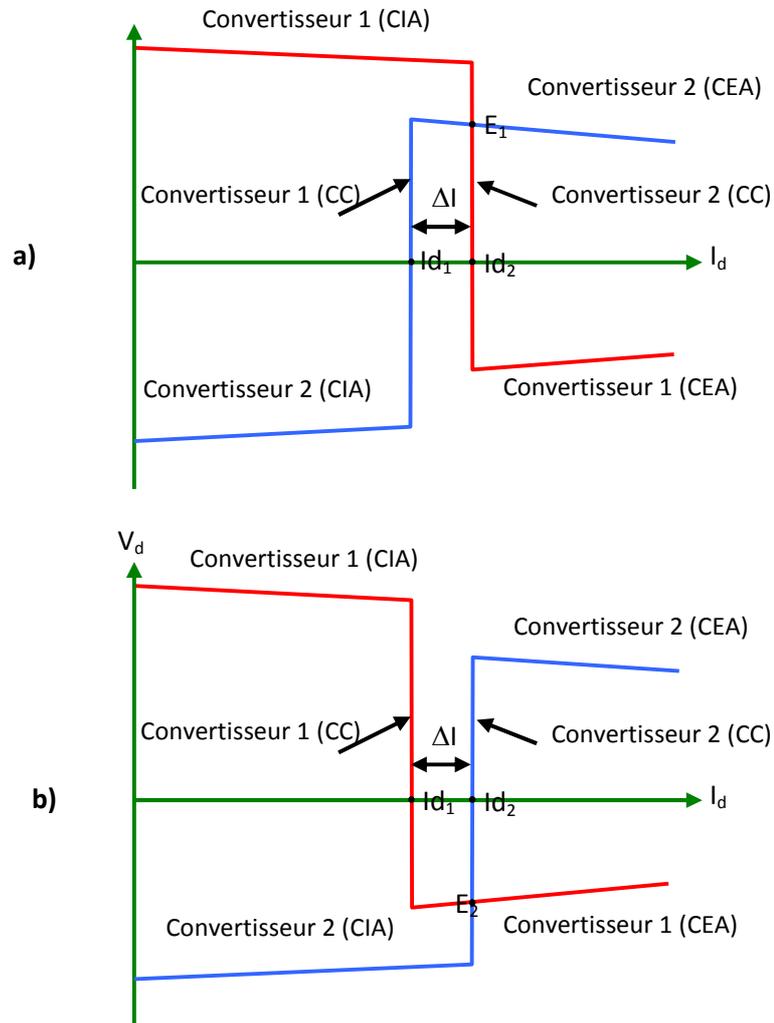


Fig.2.12 Caractéristique combinée redresseur-onduleur

a) Transit de puissance du convertisseur 1 vers le convertisseur 2

b) Transit de puissance du convertisseur 2 vers le convertisseur 1

II.6 Conclusion

Ce chapitre explique brièvement l'analyse théorique des convertisseurs ainsi que des commandes utilisées dans un système classique de transport d'énergie en HVDC. Nous avons déterminé les équations importantes permettant l'étude théorique des convertisseurs.

Le prochain chapitre analyse les interactions entre les systèmes AC et les liaisons HVDC concernant la stabilité des tensions, les surtensions, le rétablissement du régime normal après perturbations.

Le degré d'interaction AC/DC, dépend de la capacité du réseau alternatif par rapport à la puissance de la liaison HVDC. Ce concept, est très important et doit être d'abord clarifié.

III.1 Introduction

L'étude des interactions possibles entre les réseaux à courant continu haute tension (HVDC) et les réseaux alternatifs, est indispensable, afin d'améliorer les performances d'un système de puissance HVDC tels que la stabilité des tensions, les surtensions, les résonances et le rétablissement du régime normal après perturbations.

La nature des interactions entre un système AC et une liaison à courant continu et les problèmes associés dépendent beaucoup de la force du système AC relativement à la capacité de la liaison continue.

III.2 La force d'un système de conversion

Pour une puissance DC particulière, l'interaction entre le système à courant alternatif et le système à courant continu devient plus prononcée lorsque l'impédance du système AC est grande. Il s'ensuit que même une liaison à courant continu relativement à puissance transmise petite reliée à un point du système AC ayant une grande impédance (faible puissance de court-circuit) peut avoir un effet considérable sur le réseau alternatif local, même si ce dernier peut faire partie d'un grand système alternatif.

Donc il faut caractériser la force d'un système de conversion AC/DC, afin de déterminer le degré des interactions et ses influences [43].

III.2.1 Rapport de court circuit (SCR)

Pour un réseau alternatif, une liaison à courant continu peut être considérée comme une charge consommant une part notable de la puissance transitant sur ce réseau ou, au contraire, comme une source de puissance active dont la contribution à l'alimentation du système alternatif est significative. Afin de maîtriser le comportement d'une liaison HVDC, l'étude des interactions possibles entre le réseau à courant continu et les réseaux alternatifs est indispensable.

Une grandeur significative, souvent utilisée pour caractériser le degré d'interaction entre une liaison à courant continu et le réseau alternatif adjacent, est le rapport de court-circuit SCR. Ce rapport est défini comme le quotient de la puissance de court-circuit du

réseau au point de raccordement de la station au réseau alternatif S_{cc} à la puissance nominale des convertisseurs (la puissance continue) P_d [41,44], soit

$$SCR = \frac{S_{cc}}{P_d} \quad (3-1)$$

Avec :

$$S_{cc} = \frac{U^2}{Z_s} \quad (3-2)$$

Où

S_{cc} : La puissance de court-circuit du réseau au point de raccordement de la station de conversion au réseau alternatif (MVA).

P_d : La puissance continue du convertisseur (MW).

U : La tension alternative entre phase.

Z_s : L'impédance du réseau alternatif à la fréquence fondamentale.

III.2.2 Rapport de court-circuit effectif (ESCR)

Les condensateurs de compensation et les filtres des harmoniques qui sont installés sur le côté alternatif réduisent le niveau de la puissance de court-circuit S_{cc} . Pour donner une meilleure évaluation de toute la force du système, une grandeur plus appropriée pour la force du système est le rapport de court circuit effectif ESCR (Effective Short Circuit Ratio) définie comme le rapport de la puissance de court-circuit S_{cc} moins la puissance réactive Q_c fournie par les condensateurs shunt et les filtres alternatifs connectés, à la puissance continue nominale P_d Fig.3.1 [14,41,45], soit:

$$ESCR = \frac{S_{cc} - Q_c}{P_d} \quad (3-3)$$

Où

Q_c : La puissance réactive des condensateurs et des filtres alternatifs.

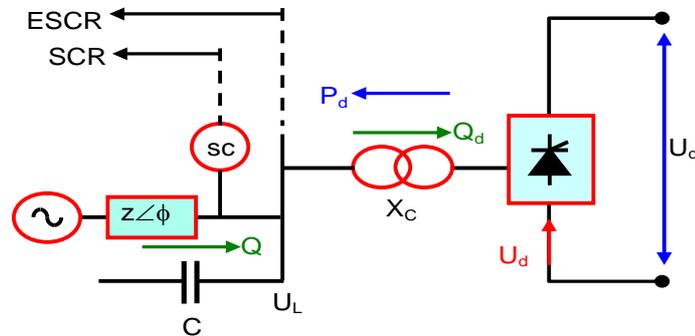


Figure.3.1 Représentation simplifiée d'une liaison HVDC alimentant un système AC

Les réseaux AC peuvent être classifiés selon leurs forces (Tableau.3.1).

Tableau.3.1 Classification des réseaux selon leurs forces

| | | |
|---------------------|------------------|-----------------------|
| Système Fort | $SCR \geq 3$ | $ESCR \geq 2.5$ |
| Système Faible | $3 > SCR \geq 2$ | $2.5 > ESCR \geq 1.5$ |
| Système Très Faible | $SCR < 2$ | $ESCR < 1.5$ |

- Avec un rapport de court-circuit supérieur à trois ($SCR \geq 3$), les interactions sont limitées et facilement maîtrisables.
- Un rapport de court-circuit compris entre deux et trois ($3 > SCR \geq 2$), se traduit par une interdépendance de la liaison et du réseau alternatif.
- En revanche, un rapport de court-circuit inférieur à deux ($SCR < 2$) se traduit par une forte interdépendance de la liaison et du réseau alternatif. Des dispositions très spécifiques doivent être alors étudiées et mises en œuvre [42,46].

Pour les systèmes qui présentent un SCR élevé, les variations de la puissance active et de la puissance réactive dans la station de conversion HVDC mènent à de petites variations ou à des variations modérées de la tension alternative. Par conséquent, la commande additionnelle de la tension transitoire à la barre collectrice n'est pas exigée. L'équilibre de la puissance réactive entre le réseau alternatif et la station HVDC peut être réalisé par l'enclenchement d'éléments qui génèrent la puissance réactive.

Pour les systèmes qui présentent un faible ou un très faible SCR, les variations dans le réseau alternatif ou de la puissance transmise par la liaison HVDC, peuvent mener à de grandes oscillations de la tension alternative, ce qui impose une stratégie de contrôle spécial. Le contrôle dynamique de la puissance réactive, comme les compensateurs statiques (SVC) ou les compensateurs synchrones statiques (STATCOM) peuvent s'avérer nécessaire [42].

III.3- Influence de la force d'un système AC sur l'interaction AC/DC

La force d'un système reflète la sensibilité de ses grandeurs aux diverses perturbations dans le fonctionnement de certains composants connectés à ce système. Dans un système relativement faible, une petite perturbation peut engendrer de grandes variations de la tension et d'autres grandeurs, compromettant ainsi le bon fonctionnement du système. Par conséquent, le niveau de la puissance de court-circuit au nœud d'interconnexion, est généralement, une bonne mesure de la force du système.

La classification de la force d'un système AC, nous permet de faire l'évaluation préliminaire des problèmes d'interaction AC/DC. Lorsque la force du système AC est relativement faible par rapport à la puissance transmise par la liaison HVDC, il pourrait y avoir un certain nombre d'interactions défavorables entre la liaison continue et le réseau AC récepteur, qui doivent être étudiés.

Les problèmes liés à un faible système AC peuvent être résolus en le renforçant, par exemple, par un raccordement des compensateurs synchrones ou par une commande très rapide de la tension dans le système AC, qui maintiendra une tension alternative stable. Une certaine amélioration peut être également obtenue par la modification de la commande des convertisseurs HVDC.

III.4- Interaction AC/DC

Les liaisons HVDC forment des ouvrages à part entière, munis de leurs propres systèmes de contrôle, régulation, protection, etc... Il est donc naturel que, lorsque l'on connecte une liaison à un réseau alternatif, ils interagissent mutuellement à plusieurs niveaux. Les mécanismes derrière les phénomènes d'interaction sont assez complexes,

car en plus de quelques aspects fonctionnels du convertisseur (par exemple, production d'harmonique), différents systèmes sont généralement concernés (par exemple, le contrôle).

III.4.1 – Interaction de tension

Vue du réseau alternatif, une station de conversion est une charge particulière capable d'échanger la puissance active avec ce réseau. Cependant, les tensions alternatives aux deux extrémités d'une liaison HVDC dépendent fortement de cette puissance échangée.

Lorsque le réseau devient plus impédant et donc la puissance de court-circuit plus faible, le maintien de la stabilité passe par la mise en œuvre d'un réglage de la tension alternative par les convertisseurs ou par un dispositif complémentaire (compensateur statique, compensateur synchrone), afin de réduire au minimum les variations de tension alternative.

Comme nous l'avons déjà mentionné, une liaison HVDC consomme de la puissance réactive dans ses deux extrémités. En régime nominal, un convertisseur consomme une puissance réactive égale à la moitié de la puissance active convertie en pleine charge. Pendant les perturbations, la demande de la puissance réactive peut varier considérablement, et la durée d'une telle variation dépend largement des caractéristiques du système de contrôle de la liaison HVDC. En fonction des possibilités de fourniture de cette puissance réactive par réseau alternatif, des moyens de compensation plus ou moins importants sont donc nécessaires [47,48].

La solution la plus simple consiste à utiliser des gradins de condensateurs, mis sous tension en fonction des besoins ; Dans certains cas, un compensateur synchrone ou un compensateur statique peuvent être utilisés pour un réglage fin ; Un compensateur statique s'avère indispensable lorsqu'une réaction rapide des moyens de compensation est nécessaire pour mieux maîtriser la tension alternative. Des combinaisons de ces divers moyens sont également possibles.

Des surtensions transitoires surviennent lors des manœuvres des gradins de condensateur ou des filtres. Leur amplitude et leur durée dépendent essentiellement de la

puissance du court-circuit du réseau au point de raccordement de la station au réseau alternatif et de l'amortissement du système réseau-gradin de condensateurs-filtres. Leur limitation et la maîtrise de leurs effets sur les matériels du poste résultent du choix des éléments d'accord des filtres et des niveaux de protection des parafoudres du côté alternatif [36,48].

III.4.2 – Interaction d'harmonique

Les convertisseurs engendrent, du côté alternatif, des courants harmoniques dits caractéristiques, et du côté continu, des tensions harmoniques. La plus basse fréquence de résonance parallèle du côté alternatif formée par le réseau alternatif et les filtres ou condensateurs shunts de la station de conversion, peut être déterminée approximativement par [48] :

$$f_{\text{res}} = f_1 \sqrt{\frac{S_{\text{cc}}}{Q_c}} \quad (3.4)$$

f_1 la fréquence fondamentale du réseau alternatif (Hz)

S_{cc} puissance de court-circuit du réseau alternatif (MVA)

Q_c puissance réactive fournie par les filtres et les bancs de condensateur (Mvar), Q_c est dimensionnée pour compenser la puissance réactive consommée par le convertisseur, normalement une valeur entre 0,5 et 0,6 de la puissance continue P_d .

$$Q_c = kP_d \quad (3.5)$$

Posons $Q_c = 0,5 P_d$, l'équation (3.4) peut être exprimée comme suit [49].

$$f_{\text{res}} = f_1 \sqrt{2.SCR} \quad (3.6)$$

En outre, les convertisseurs ont également une action de modulation sur les harmoniques existant. C'est-à-dire, si un harmonique de rang k est présent d'un côté du convertisseur, il apparaîtra de l'autre côté comme harmonique de rang $k \pm 1$.

Du fait des déséquilibres divers, les convertisseurs engendrent aussi des courants harmoniques non caractéristiques [50,51]. Les principaux facteurs gouvernant l'émission de ces derniers sont ;

- Les déséquilibres qui peuvent exister entre les réactances de fuite des transformateurs de conversion d'une même unité dodécaphasée ;
- Un éventuel déséquilibre des tensions du réseau alternatif, provoqué par la proximité de charges importantes alimentées en monophasé (traction ferroviaire par exemple) ou du fait de la non transposition des conducteurs de ligne ;
- La dispersion des instants d'allumage des valves par rapport à une séquence d'idéale équidistance.

En pratique, les amplitudes de ces harmoniques non caractéristiques sont plus faibles que celles des harmoniques caractéristiques. Mais des conditions particulières de résonance dans le réseau alternatif peuvent induire des tensions harmoniques d'amplitude inacceptable et imposer, dans ce cas, un traitement approprié de ces harmoniques par filtrage [52].

Un banc de filtre et un banc de condensateurs branché à la terre relativement grands doivent se trouver dans chaque station HVDC. Dans des réseaux triphasés faibles (impédance élevée), une résonance peut se coïncider avec des harmoniques non caractéristiques d'ordre bas, telles qu'elles sont produites par le convertisseur, et provoquer des effets de résonance.

Le mécanisme d'interaction peut être étendu aux fréquences non caractéristiques. Par exemple, s'il y'a une distorsion proche de la fréquence fondamentale telle que 51Hz sur côté continu, les distorsions sur le réseau alternatif seront proches du second harmoniques (101Hz) et la composante continue (1Hz). Plus la fréquence de distorsion côté continu s'approche de la fréquence fondamentale, plus la fréquence correspondante côté alternatif sera inférieure et en particulier elle peut se rapprocher de 0Hz (c'est-à-dire la composante continue) [36].

III.4.3 – Interaction suite à des défauts coté AC et côté DC

III.4.3.1 – Rétablissement après un défaut AC

Un défaut d'isolement peut affecter une ou plusieurs phases de l'un des réseaux alternatifs connectés par une liaison à courant continu. Dans cette circonstance, le comportement des convertisseurs dépend du niveau du creux de tension perçu au droit de la station de conversion du nombre de phases concernées et du fonctionnement en redresseur ou en onduleur du convertisseur affecté.

Un défaut AC proche de la station de conversion fonctionnant en mode onduleur, provoque une réduction brutale de la tension d'une ou plusieurs phase, dans ce cas, l'onduleur ne peut pas commuter, car tout creux de tension à ces bornes, d'une profondeur supérieure à 10% conduit, en pratique, à un ou plusieurs ratés de commutation dans le côté onduleur [53,54].

Ce défaut de commutation traduit immédiatement par l'annulation de la tension continue de l'onduleur affecté, qui se répercute sur l'ensemble des stations interconnectées.

Selon les caractéristiques des système AC et DC, et la stratégie de contrôle utilisée, le temps nécessaire pour le rétablissement d'un système DC à 90% de sa puissance transmise avant l'apparition de défaut, s'étale entre 100 et 300 ms après l'élimination du défaut AC [10,36,47].

Les systèmes de commande moderne des liaisons à courant continue sont capables de rétablir le fonctionnement normal du système DC en deux cycles après l'élimination d'un sévère défaut AC, tel qu'un court-circuit triphasé à la terre.

La possibilité d'avoir des ratés de commutation suite à des défauts impédants dans un système AC à faible ou à très faible SCR, est justifiée par la sensibilité du système AC à l'annulation de la puissance transmise et le comportement du convertisseur pendant le rétablissement. Si la période de rétablissement n'est pas contrôlée, les effets du raté de commutation sur le système AC peuvent être aggravés [48].

Il arrive souvent que l'élimination du défaut s'accompagne d'une réduction importante de la puissance de court-circuit du réseau affecté. Combiné à la saturation des transformateurs de conversion remis sous tension, ce concours de circonstances peut donner lieu à des surtensions temporaires d'un niveau très élevé, qu'il convient de limiter pour protéger les matériels de poste. Cette limitation passe par la mise en œuvre de toute une panoplie de solutions [55].

Ces solutions vont de la conception de convertisseurs, capable de fonctionner sous des tensions très élevées et d'absorber une puissance réactive élevée, jusqu'à l'installation de limiteurs de surtension à oxyde métallique sur le jeu de barres de la station de conversion, capable d'absorber une énergie considérable, en passant par la mise en œuvre d'automatisme mettant une partie des condensateurs de compensation hors tension [41].

Dans certains projets, la limitation des surtensions temporaires à un niveau acceptable a conduit à installer des compensateurs statiques présentant de fortes capacités d'absorption de puissance réactive. En cas de réjection de charge de liaison, ils sont capables d'absorber instantanément l'excès de puissance réactive des gradins de compensation, jusqu'à la mise hors tension de ces derniers [55].

Pour obtenir un bon rétablissement du système DC (c'est-à-dire aucun raté de commutation après la disparition du défaut), les solutions alternatives de stratégie de commande peuvent inclure un retard ou une rampe lente de rétablissement, un niveau de courant réduit, et un niveau de puissance réduit au rétablissement, La fonction VDCOL joue un rôle important dans le rétablissement du système DC suite à des défauts, en particulier des défauts AC à faibles SCR.

III.4.3.2 – Rétablissement après un défaut DC

Un défaut d'isolement sur une ligne DC proche de la station conduit au blocage quasi instantané des convertisseurs qui n'injectent donc plus de courant dans le réseau. Il résulte généralement, d'un défaut dans la ligne DC (ou le câble DC), ou d'un défaut dans l'électrode de mise à la terre.

Un défaut d'isolement sur une liaison à deux extrémités est simplement éliminé par une protection sensible à la variation de la tension ressentie à l'extrémité de la ligne (dv/dt), qui force le redresseur à basculer en onduleur pour interrompre rapidement le courant. Cette même protection verrouille le redresseur en onduleur pour maintenir la tension pendant un temps typique de 300 à 400 ms, nécessaire à l'extinction de l'arc d'un éventuel défaut fugitif. [36,47].

La durée de rétablissement est plus longue dans le cas d'un défaut affectant une ligne à courant continu comportant des câbles, du fait de l'énorme capacité de ces câbles. Quand les conditions de fonctionnement normal sont rétablies, la source de courant limitée que constitue le redresseur doit tout d'abord recharger cette capacité.

Le reste du chapitre est dédié à analyser par simulation sur MATLEB la performance d'une liaison HVDC connecté à des systèmes AC à différents rapports de court-circuit (SCR).

III.4.4 Influence du SCR suite à des défauts de court circuit côté AC

La figure.3.2 présente le système étudié. Il s'agit d'une liaison à courant continu monopolaire avec retour par la terre qui est utilisée pour transmettre une puissance de 1000 MW (500 kV, 2 kA) d'un réseau alternatif 500kV, 5000 MVA, 60 Hz vers un réseau alternatif 345 kV, 10000 MVA, 50 Hz.

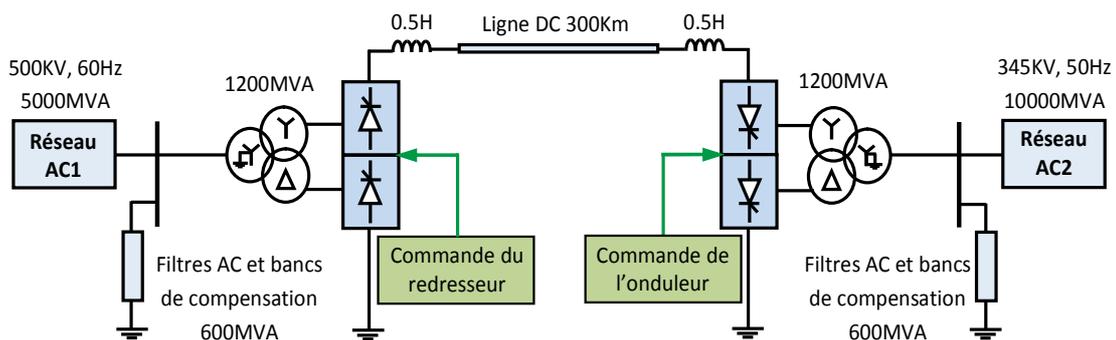


Figure.3.2 Liaison HVDC point à point 1000MW 50/60Hz

Les convertisseurs (redresseur et onduleur) sont modélisés par des convertisseurs à 12 impulsions (deux ponts de Graëtz triphasés à 6 impulsions connectés en série). En

fonctionnement normal (Transfer de puissance du réseau 1 au réseau 2), le premier convertisseur fonctionne en mode redresseur et le deuxième fonctionne en mode onduleur.

Les deux réseaux sont reliés par une ligne de transport à courant continu de 300Km de longueur. Pour obtenir une faible ondulation de courant continu, deux inductances de lissages de (0.5 H, 1 Ω) sont connectées aux deux bouts de la ligne DC.

Afin d'étudier l'effet du rapport de court-circuit sur le comportement dynamique de la liaison HVDC des simulations ont été réalisées sous trois rapports de court-circuit différents ($SCR_{on}=10, 5$ et $2,5$) au nœud alternatif récepteur lors d'un court-circuit monophasé et triphasé, et on a gardé le même rapport de court-circuit pour le redresseur ($SCR_{red}=5$). Comme nous l'avons mentionné précédemment, l'onduleur est plus sensible aux perturbations qu'un redresseur. Donc nous limitant l'application des défauts au côté onduleur

Les défauts à l'étude sont le défaut monophasé puis le défaut triphasé (A-terre) côté onduleur. Les courts-circuits appliqués sont d'une durée de 100ms et sont à résistance nulle. Le courant DC (I_d), la tension DC (V_d), et les tensions triphasées côté onduleur sont les quantités observées pour la comparaison des systèmes.

III.4.4.1 - Court-circuit monophasé côté onduleur

1) Pour le système ($SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=10$)

A l'instant $t=0.7s$ un court circuit franc (résistance nulle) entre la phase «a» et la terre affecte le réseau AC. Les résultats des simulations sont montrés sur la figure. 3.3.

A l'application du défaut, la tension alternative de la phase affectée chute à zéro et la tension continue diminue. On remarque des oscillations sur la tension continue et le courant durant le défaut, à $t=0.8s$, le défaut disparaît et une surtension temporaire d'amplitude 1.29p.u. se produit côté alternatif de l'onduleur. Le système se stabilise Approximativement en 130ms.

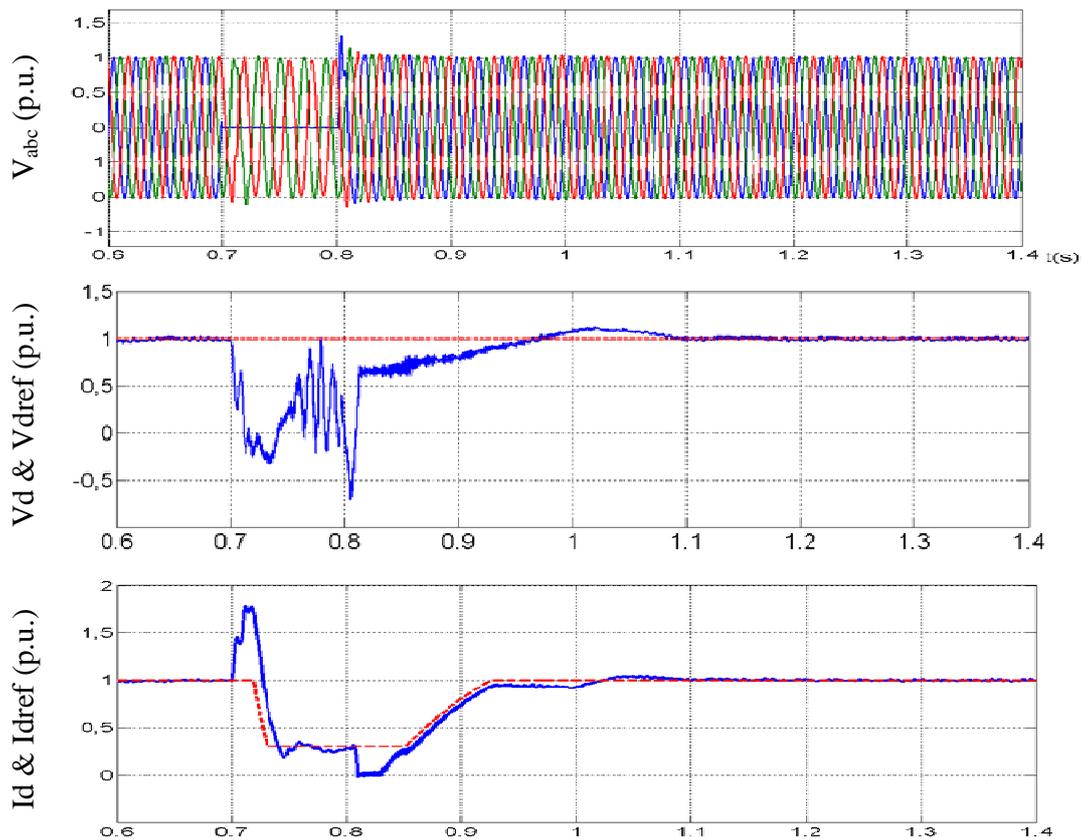


Figure. 3.3 Court circuit monophasé côté onduleur
 $SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=10$

2) Pour le système ($SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=5$)

A l'application du défaut, la tension alternative de la phase affectée chute à zéro et la tension continue diminue. Le courant continu augmente rapidement vers la valeur 1.83p.u. Et les tensions alternatives côté onduleur sont déformées et sont niveau passe le 1.47p.u. (Fig. 3.4).

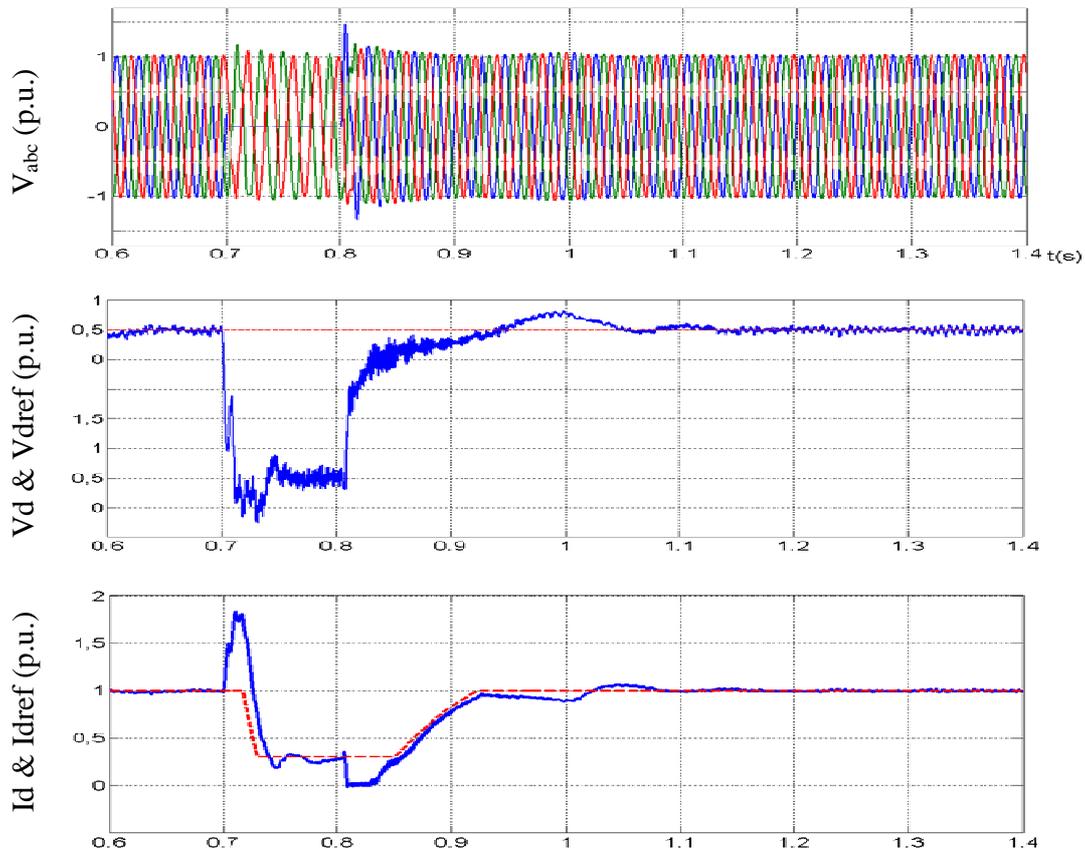
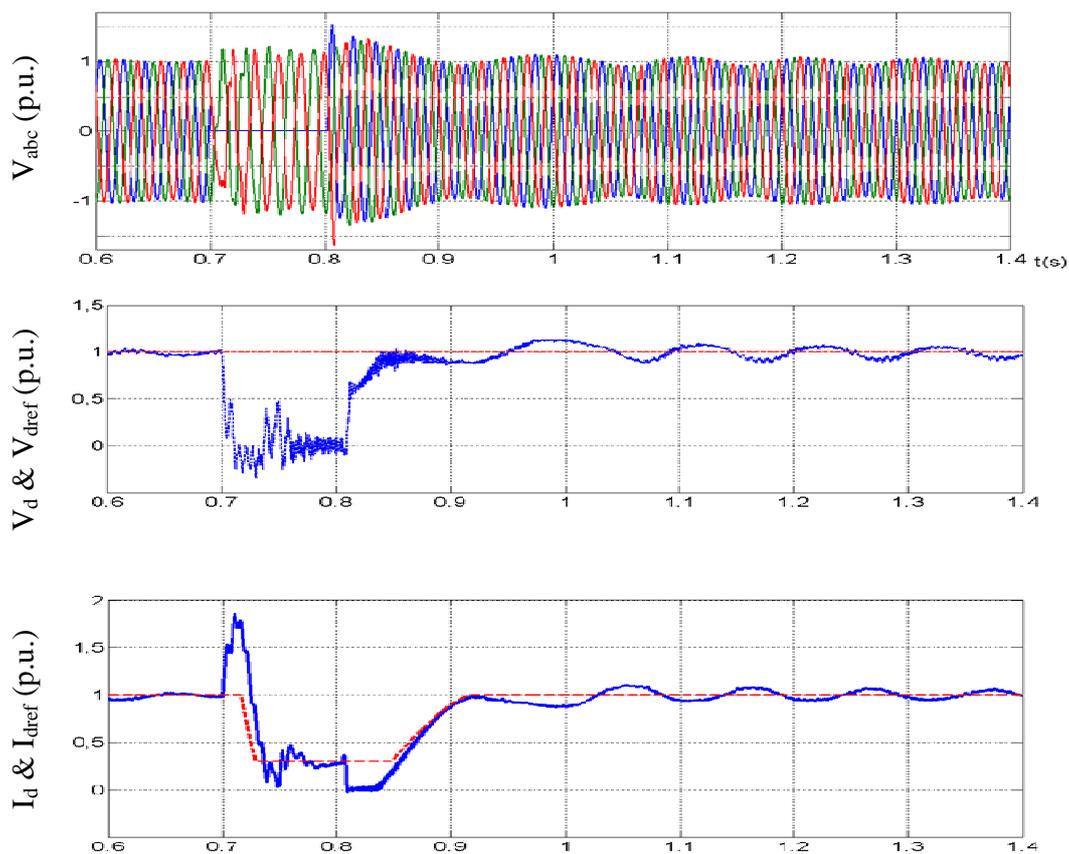


Figure. 3.4 Court circuit monophasé côté onduleur
 $SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=5$

3) Pour le système (SCR_{red}=5 et SCR_{ond}=2.5)

D'après la figure. 3.5, les oscillations de la tension et de courant sont plus prononcées et le système retourne à son régime normal après 215ms.



**Figure. 3.5 Court circuit monophasé côté onduleur
SCR_{red}=5 et SCR_{ond}=2.5**

III.4.4.2 - Court-circuit triphasé côté onduleur

1) Pour le système ($SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=10$)

Les résultats des simulations suite à ce défaut sont montrés sur la figure. 3.6. A l'application du défaut, les trois tensions alternatives et le courant continu chutent brusquement à zéro, lorsque le défaut disparaît à $t=0.8s$, les tensions alternatives côté onduleur augmentent brusquement et atteignent un pic de surtension de $1.21p.u.$ et le courant continu atteint une surintensité de $1.78p.u.$ Le système s'établit après $160ms$.

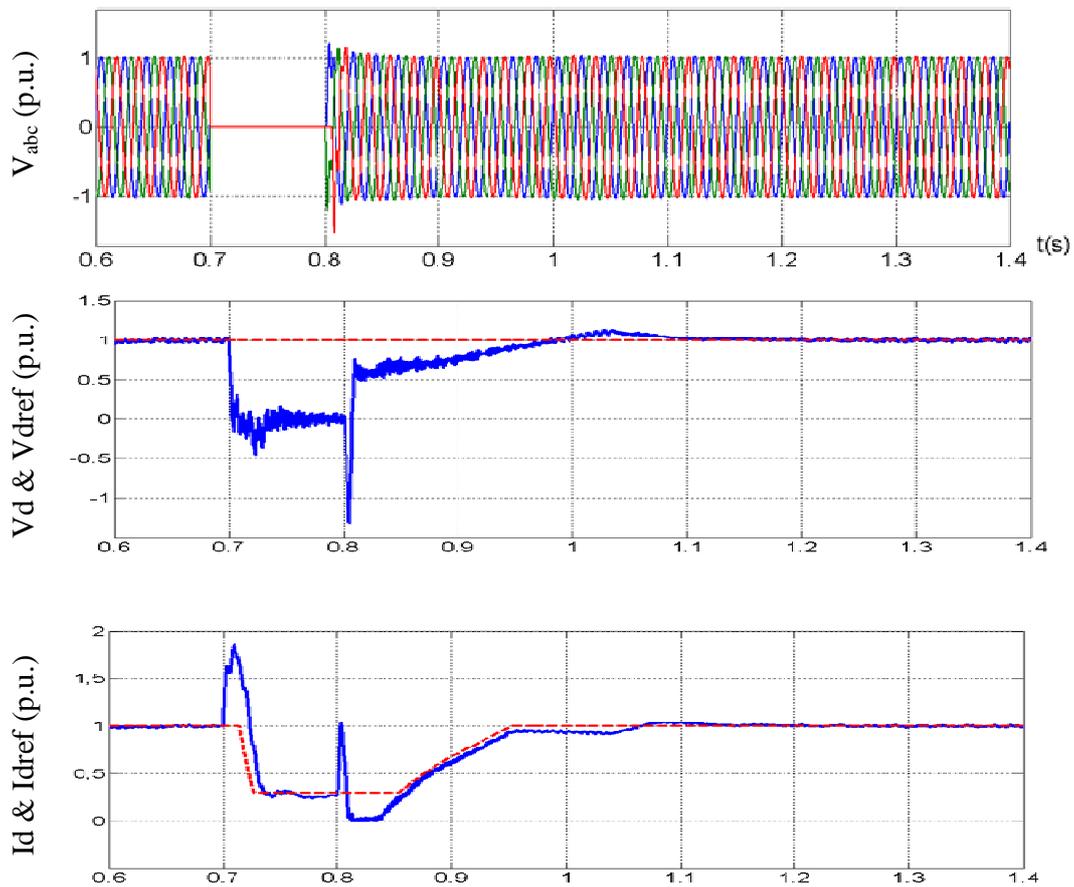


Figure. 3.6 Court circuit triphasé côté onduleur
 $SCR_{red}=5$ et $SCR_{ond}=10$

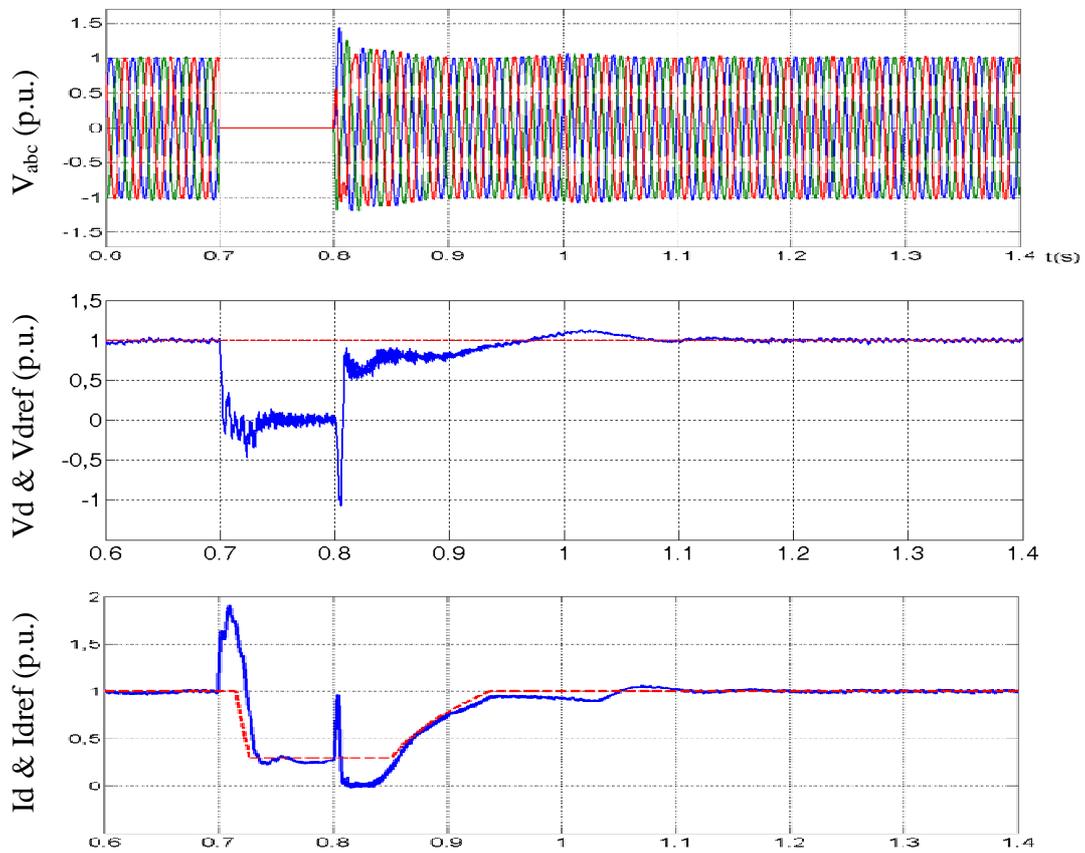
2) Pour le système (SCR_{red}=5 et SCR_{ond}=5)

Figure. 3.7 Court circuit triphasé côté onduleur
SCR_{red}=5 et SCR_{ond}=5

3) Pour le système (SCR_{red}=5 et SCR_{ond}=2.5)

A l'application du défaut, les trois tensions alternatives côté onduleur chutent à zéro (Fig. 2.8) et le courant continu chute avec oscillation et s'annule à $t=0.73s$.

Au nœud alternatif côté onduleur le niveau des surtensions temporaires est d'autant plus important dans ce cas, ce niveau passe de 1.54p.u, les oscillations de la tension et de courant sont plus prononcées et le système est instable, le rétablissement de la puissance transmise est atteint après 210ms.

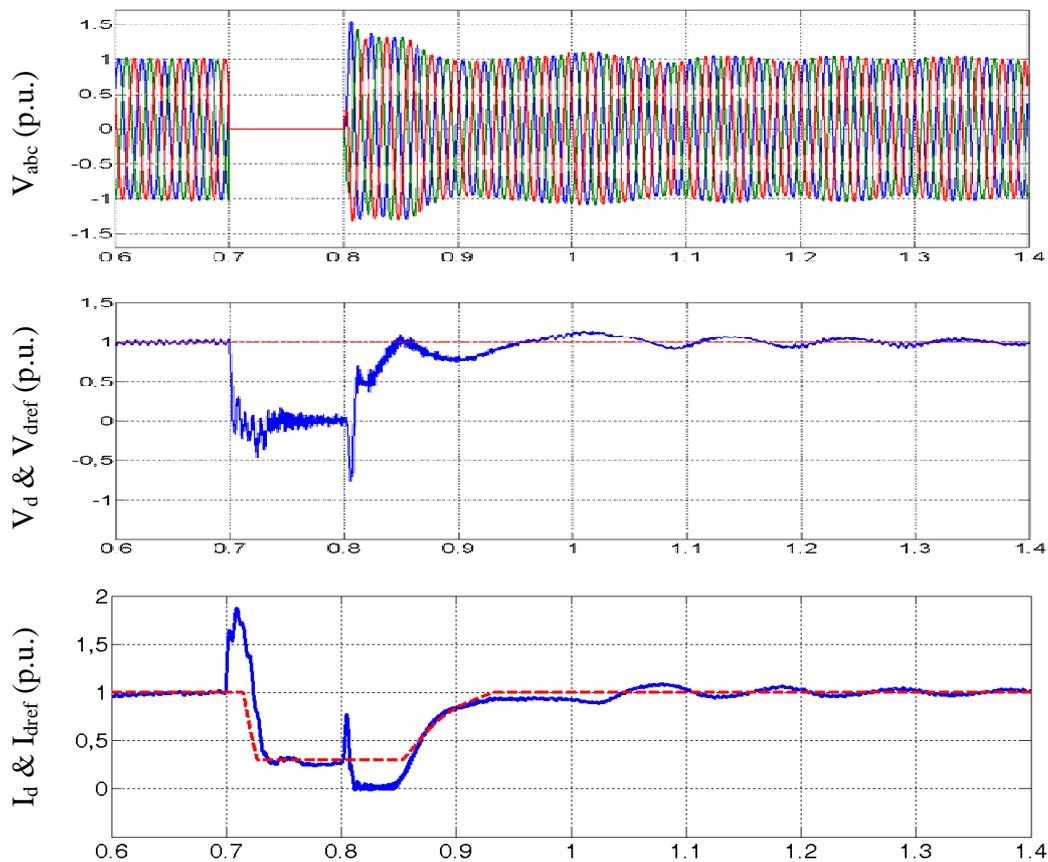


Figure. 3.8 Court circuit triphasé côté onduleur
SCR_{red}=5 et SCR_{ond}=2.5

D'après les figures (3.3, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8), on constate que le temps de rétablissement du système après disparition du défaut, augmente lorsque le SCR_{on} diminue (Tableau. 3.2).

Tableau.3.2 Le temps de rétablissement en fonction de SCR

| Le temps (ms) de rétablissement suite à un | $SCR_{on}=10$ $SCR_{red}=5$ | $SCR_{on}=5$ $SCR_{red}=5$ | $SCR_{on}=2.5$ $SCR_{red}=5$ |
|---|--|---|---|
| Court circuit monophasé | 130 | 135 | 215 |
| Court circuit triphasé | 160 | 170 | 210 |

On remarque que pour le système $SCR_{on}=2,5$, les oscillations de tension et de courant sont plus prononcées. Au nœud alternatif côté onduleur, pour tous les différents courts-circuits, le niveau des surtensions temporaires est d'autant plus important que le rapport de court-circuit soit faible.

Pour un défaut triphasé coté onduleur la tension atteint un pic de surtension de 1.21p.u. pour un $SCR_{on}=10$, et 1.47p.u. pour un $SCR_{on}=5$ et finalement 1.54 p.u. pour un $SCR_{on}= 2.5$ (Tableau.3.3).

Tableau.3.3 Le pic de surtension suite à un défaut de court-circuit

| Le pic de surintension (p.u.) côté onduleur suite à un défaut de | $SCR_{on}=10$ $SCR_{red}=5$ | $SCR_{on}=5$ $SCR_{red}=5$ | $SCR_{on}=2.5$ $SCR_{red}=5$ |
|---|--|---|---|
| Court-circuit monophasé | 1.29 | 1.47 | 1.54 |
| Court-circuit triphasé | 1.21 | 1.44 | 1.55 |

III.5 conclusion

Le rétablissement après un défaut est généralement plus rapide dans les systèmes à fort rapport de court-circuit.

La stabilité est également influencée par la valeur du rapport de court-circuit. Pour une valeur supérieure à 3, le système AC et DC est stable. En revanche, lorsque le réseau devient plus impédant, et donc la puissance de court-circuit plus faible, le

maintien de la stabilité passe par la mise en œuvre d'un réglage de la tension alternative par les convertisseurs ou par un dispositif complémentaire.

Nous allons essayer dans ce qui suit, D'évaluer l'impact du compensateur statique STATCOM à l'amélioration du comportement des réseaux AC haute tension, afin d'intégrer ce dispositif dans une liaison HVDC raccordée à un faible réseau AC (SCR=2.5).

IV.1 Introduction

D'après IEEE, FACTS qui est l'abréviation de «Flexible AC Transmission Systems » est défini comme suit:

Les systèmes de transmission du courant alternatif incorporant des contrôleurs à base d'électronique de puissance, et autres contrôleurs statiques, afin d'améliorer la contrôlabilité des réseaux électriques ainsi que la capacité de transfert des lignes [56,57].

La technologie FACTS n'est pas limitée en un seul dispositif, mais elle regroupe une collection de dispositifs à base d'électronique de puissance, implantés dans les réseaux électriques, afin de mieux contrôler le flux de puissance et d'augmenter la capacité de transit de leurs lignes. Par action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble des paramètres du réseau: tension, impédance, déphasage ...etc., ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure flexibilité du transfert d'énergie [58].

Par la suite nous allons évoquer ces compensateurs en général. Un traitement particulier sera réservé au STATCOM, où nous allons introduire le principe de fonctionnement et les applications du STATCOM dans les réseaux de transport d'énergie électrique haute tension, et analyser leur comportement dynamique à travers des simulations.

IV.2 Les systèmes FACTS

IV.2.1 Différentes catégories des FACTS

Le tableau. 4.1 représente les grandes catégories des dispositifs de contrôle des réseaux électriques; la colonne sur la gauche, contient les systèmes conventionnels constitués de composants de base RLC, et transformateurs de valeurs fixes (compensation fixe) ou variable commandés par des interrupteurs mécaniques. Les dispositifs FACTS contiennent également les mêmes composants, mais rapidement commander avec des interrupteurs statiques et convertisseurs d'électronique de puissance.

La colonne gauche des systèmes FACTS présente, les contrôleurs à base des

thyristors ou bien à des convertisseurs à thyristors tel que le SVC et le TCSC, qui sont connus depuis plusieurs dizaines d'années à titre de compensateurs shunt et série, et qui ont prouvé leur fiabilité dans le contrôle des réseaux.

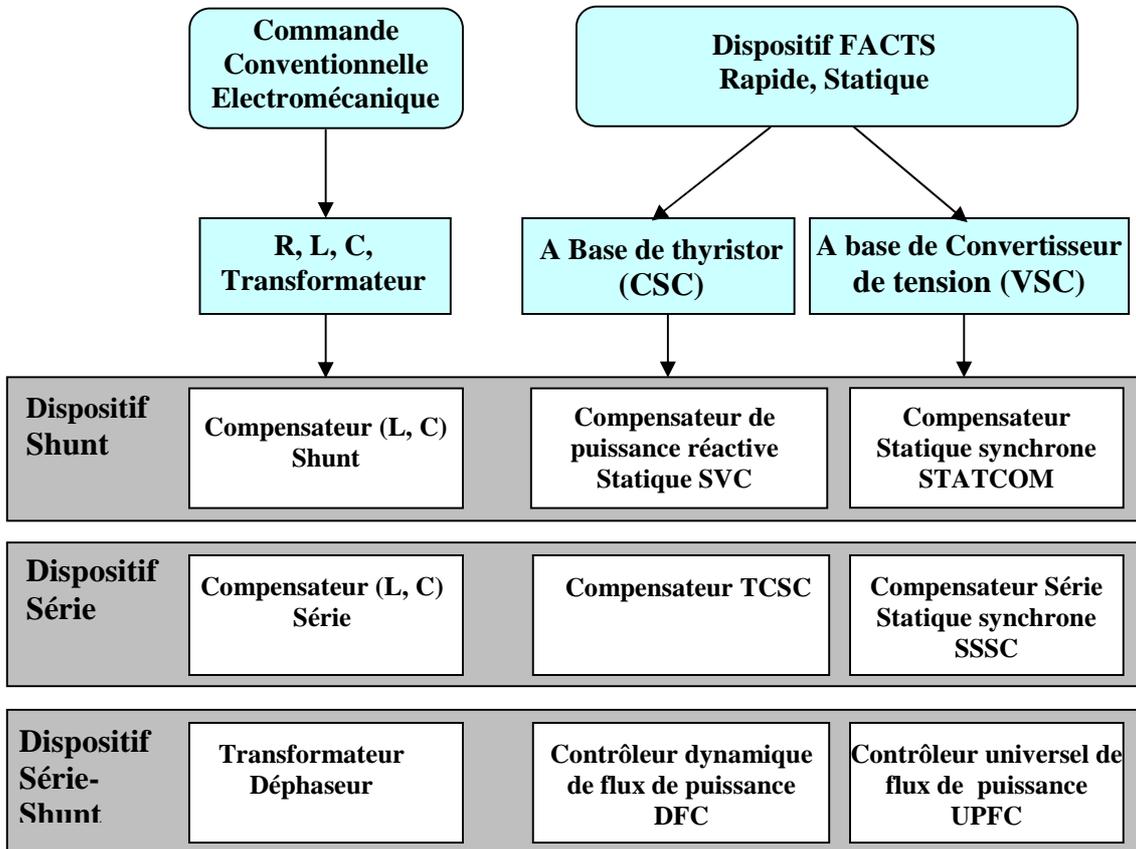


Tableau.4.1 Principaux Dispositifs FACTS

Les dispositifs, dans la colonne droite, sont la technologie la plus avancée des FACTS, avec des convertisseurs de sources de tension (VSC) à base des interrupteurs statiques GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*), IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistors*), ou bien les IGCT (*Insulated Gate Commutated Thyristors*), tel que le STATCOM, le SSSC et l'UPFC. Ces convertisseurs de source de tension fournissent ou injectent une tension totalement contrôlable en amplitude et en phase, en série ou en parallèle dans le réseau selon les exigences de contrôle [57, 58].

Chaque élément de ces colonnes peut être structuré selon sa connexion au réseau, en général les FACTS sont devisés en trois grandes catégories principales:

• **Compensateurs séries**

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. Utilisés pour la compensation série de la puissance réactive, et par leur influence sur l'impédance effective des lignes, ils interviennent dans le contrôle du flux de puissance, et la stabilité de ce dernier. En général, ces dispositifs séries injectent une tension en série avec la ligne de transmission [58,59].

• **Compensateurs shunts**

Ils consistent en une impédance variable, source variable ou une combinaison des deux. Ils injectent un courant dans le réseau à travers le point de connexion. Leur rôle principal est la compensation de la puissance réactive, et par conséquent contrôler la tension des nœuds [60].

• **Compensateurs hybrides série-shunt**

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

IV.2.2 Apports et avantages des FACTS

L'intérêt majeur de la technologie FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'ouvrir plus d'opportunités pour le contrôle de la puissance, et d'augmenter les capacités utilisables des présentes lignes sous les conditions normales. Ces possibilités résultent par l'habilité des contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres intervenant dans l'équation (4.1), qui gouverne l'opération de transmission de l'énergie dans une ligne, tels que les impédances séries, impédances shunts, courant, tension, angle de phase.

$$P = \frac{V_s V_r}{X} \sin \delta \quad (4.1)$$

Avec

V_r : La tension AC au point de connexion

V_s : La tension de sortie du compensateur

δ : Le Déphasage entre V_r et V_s

X : La Réactance de fuite du Transformateur de couplage

Par cette action, les contrôleurs FACTS permettent dans un système énergétique d'obtenir un, sinon plusieurs des bénéfices suivants [59,61]:

- Contrôle du flux de puissance qui est la principale fonction des dispositifs FACTS. Ce contrôle doit être réalisé selon un cahier de charge prédéfini pour satisfaire les besoins des consommateurs.
- Améliorer la stabilité dynamique du système
- Contrôle des tensions dans les nœuds.
- Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques.
- Contrôle de la puissance réactive: Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, donc permettre aux lignes de transmettre plus d'énergies active, et par conséquence réduire les pertes de transmission [62].
- Amélioration de la qualité de l'énergie.

IV.2.3 Structure des principaux dispositifs FACTS

IV.2.3.1 Compensateurs parallèles

- TCR (Thyristor Controlled Reactor)

Un circuit TCR est composé d'une impédance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle (Fig. 4.1.a), la valeur de l'impédance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [58].

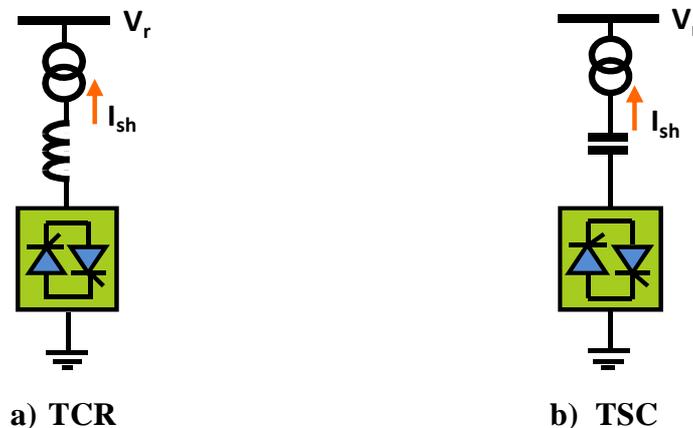


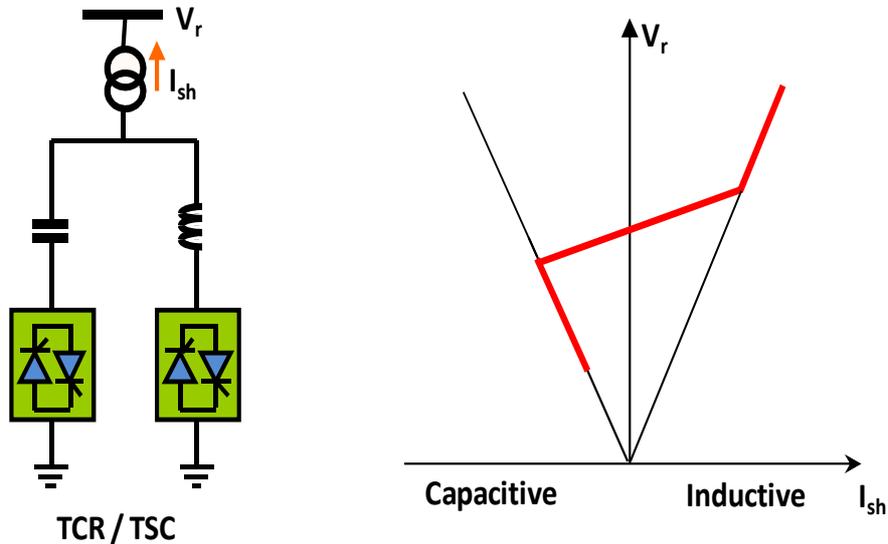
Fig.4.1 TCR et TSC

- TSC (Thyristor Switched Capacitor)

Le circuit TSC est composé d'une capacité placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle (Fig. 4.1.b).

- SVC (Static Var Compensator)

Le SVC est une association des dispositifs TCR, TSC, banc de capacités fixes et des filtres d'harmoniques Fig. 4.2.a. Ces dispositifs constituent le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique d'énergie réactive). Un SVC est une impédance continuellement ajustable capacitive (+V) à inductive (-V), qui peut rapidement répondre à des modifications du réseau pour contrebalancer les variations de charge ou les conséquences d'un défaut [63,64].



a) Schéma du SVC

b) Caractéristique d'un SVC

Fig.4.2 SVC

Le courant traversant la réactance est contrôlé par les valves à thyristors. Il peut donc varier entre zéro et sa valeur maximale grâce au réglage de l'angle d'amorçage des thyristors.

Le système de contrôle qui génère les impulsions de gâchette des thyristors mesure soit la tension au point de connexion, soit la puissance réactive dans la charge associée, et calcule l'instant auquel il faut amorcer les valves [61,63].

La caractéristique statique est donnée sur la figure. 4.2.b, trois zones de fonctionnement sont distinctes [65] :

- Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.
- Une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison de TCR et de TSC.
- Une zone où le TCR donne son énergie maximale, les condensateurs sont déconnectés.

- **TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor)**

Ce type de compensateur se monte en parallèle, il est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations. La figure. 4.3 représente un TCBR en parallèle avec un SVC équipé d'un banc de condensateurs et d'un filtre d'harmonique [60,66].

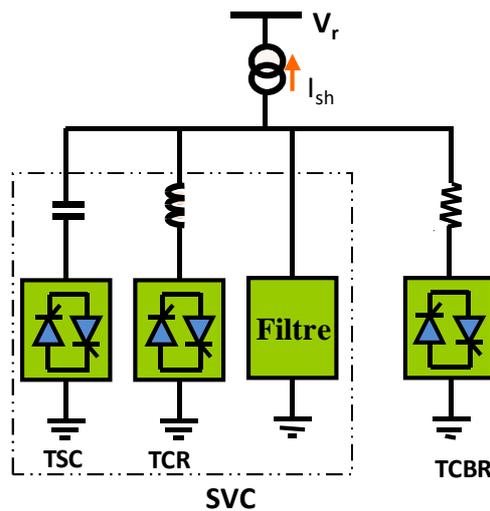


Fig.4.3 Schéma du SVC et TCBR

- **STATCOM**

Le STATCOM (*STATIC synchronous COMPensator*) fut le premier FACTS utilisant le VSC (*Voltage Source Converter*) à être introduit dans les réseaux électriques. Un STATCOM est un convertisseur statique à source de tension connecté en parallèle à un réseau alternatif, en général, par le biais d'un transformateur abaisseur. En réglant le déphasage du VSC égal à celui de la tension alternative au point de connexion, le flux de courant dans l'impédance de réseau est parfaitement réactif [58,60].

Ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70, mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs, (GTO, IGBT, IGCT,...) de forte puissance [60].

La figure. 4.4 représente le schéma de base d'un STATCOM, où les cellules de commutation sont bidirectionnelles formées de IGBT et de diodes en antiparallèle.

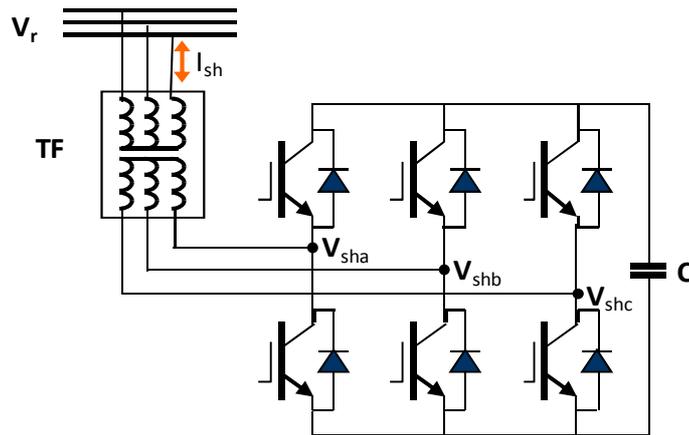


Fig.4.4 Schéma de base d'un STATCOM à base d'IGBT

Plusieurs recherches ont confirmé les avantages suivants [67-69]:

- Taille et poids réduit.
- Un contrôle de l'énergie réactive précis et continu avec une réponse rapide.
- Bonne réponse à faible tension : le STATOM est capable de fournir son courant nominal même lorsque la tension est presque nulle Fig. 4.5

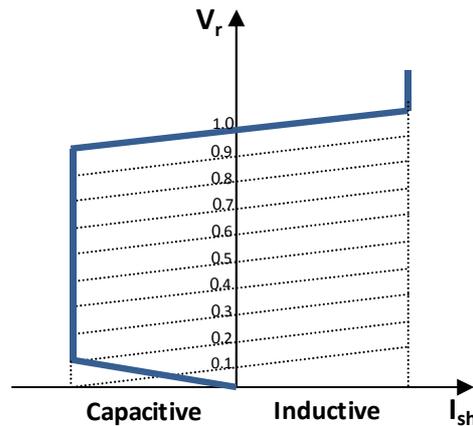


Fig.4.5 Caractéristiques V I du STATCOM

- Le contrôle et la régulation de la tension.
- La réduction des surtensions temporaires.

- Amélioration de la marge de la stabilité transitoire.
- La réduction des oscillations du système énergétique.
- Amélioration de la qualité de l'énergie.

IV.2.3.2 Compensateurs séries

- TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

Un module de TCSC est composé d'un banc de condensateur en parallèle avec une inductance commandée par thyristors, l'impédance totale vue par la ligne est une combinaison parallèle de capacité, et de l'inductance équivalente variable selon l'angle d'allumage des thyristors Fig. 4.6. On peut aligner plusieurs modules commandés en série dans la ligne à compenser [65].

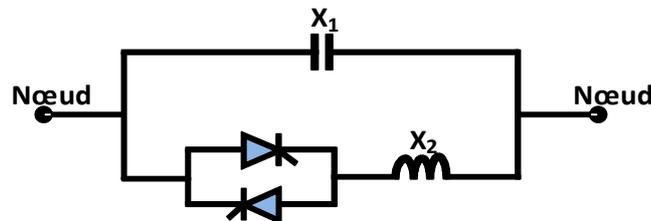


Fig.4.6 Structure d'un TCSC

- TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors, afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage de réactance contrôlée est égal à 120 degrés, le thyristor cesse de conduire, et la réactance non contrôlée X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison des deux réactances en parallèle [60].

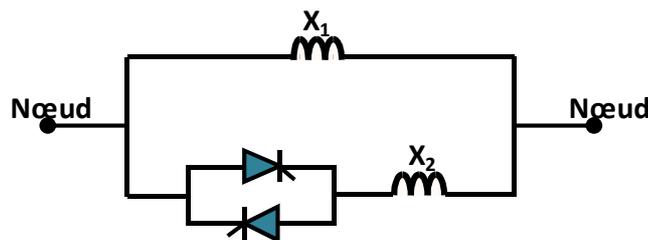


Fig.4.7 Structure d'un TCSR

- **SSSC (Static Synchronous Series Compensator)**

C'est un convertisseur à source tension placé en série avec la ligne de transport d'énergie électrique à travers un transformateur, ce type de compensateur est le dispositif le plus important de cette famille. Il est constitué d'onduleur triphasé couplé en série avec la ligne [60].

La figure. 4.8 montre le branchement d'un SSSC sur la ligne de transport. Un SSSC est capable d'échanger la puissance réactive et la puissance active (en insérant un système de stockage d'énergie), avec le réseau. Si on ne désire que la compensation réactive, la source d'énergie peut être sous dimensionnée.

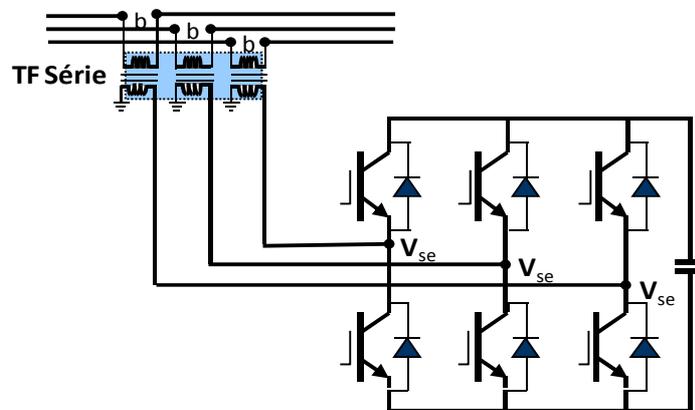


Fig.4.8 Schéma de base du SSSC

La tension injectée à la fréquence du réseau peut être commandée en amplitude et en phase, quand il s'agit de la compensation purement réactive, seule l'amplitude de la tension est contrôlable, car le vecteur de tension injectée est perpendiculaire au courant de la ligne, dans ce cas, la tension injectée en série peut faire avancer ou retarder le courant de la ligne de 90 degrés.

Le SSSC est appliqué pour la commande dynamique du flux de puissance et de la tension ainsi que pour la stabilité de l'angle de transport [57].

IV.2.3.3 Compensateurs hybrides (série – parallèle)

- **TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)**

Le TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors Fig. 4.9. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à

transformateurs à régulateur en charge (LTC: Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement, il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1, n_2, n_3). Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire de thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser [70].

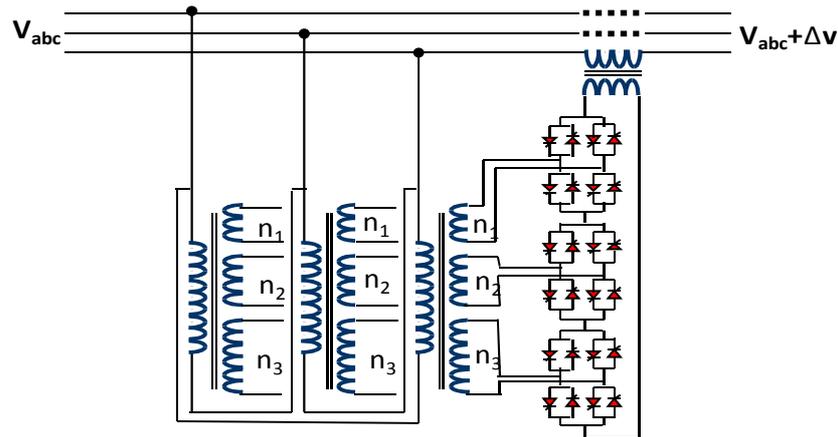


Fig.4.9 Schéma de base d'un TCPAR

Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques, car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction. Par contre, comme le déphasage n 'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation [70].

- **IPFC (Interline Power Flow Controller)**

La fonction principale pour laquelle a été conçu le compensateur hybride connu sous le nom IPFC, est la compensation d'un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station, il utilise des convertisseurs DC-AC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC [58].

Il est utilisé également, afin de conduire des changements de puissances entre les lignes du réseau.

La figure. 4.10 représente le schéma de base d'un IPFC.

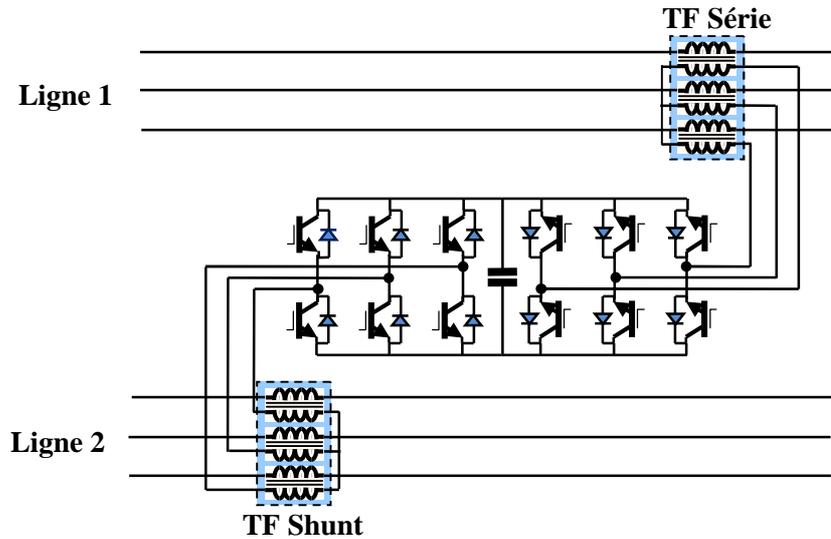


Fig.4.10 Schéma de base d'un IPFC

- UPFC (Unified Power Flow Controller)

Ce dispositif est l'union de deux compensateurs, l'un est un compensateur série, l'autre est un compensateur parallèle, le concept de ce dispositif a été présenté en 1990 par L. Gyugyi [63]. Il possède à la fois la fonctionnalité de trois compensateurs (série, parallèle et déphaseur). Il est capable de contrôler simultanément et indépendamment la puissance active et la puissance réactive [71].

Il peut contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance, à savoir, la tension de la ligne, l'impédance de la ligne et le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne. Son schéma de base est donné par la figure. 4.11.

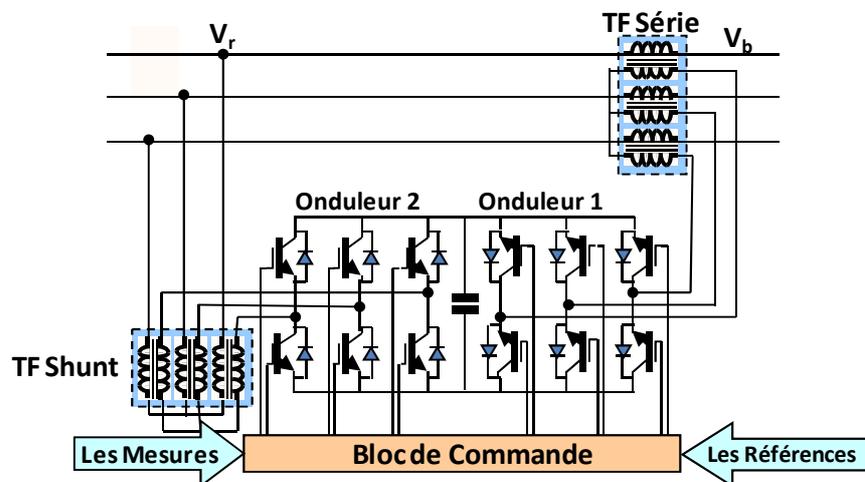


Fig.4.11 Schéma de base d'un UPFC

L'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de la ligne, il est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS, à savoir, le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance [59].

IV.3 Principe de fonctionnement du STATCOM

Le STATCOM est un générateur synchrone statique qui génère une tension alternative triphasée synchrone avec la tension du réseau à partir d'une source de tension continue. L'amplitude de la tension du STATCOM peut être contrôlée afin d'ajuster la quantité de l'énergie réactive à échanger avec le réseau.

Dans sa forme la plus simple, un STATCOM est constitué d'un VSC, d'une source de tension continue et d'un transformateur de couplage avec le réseau Fig. 4.12.

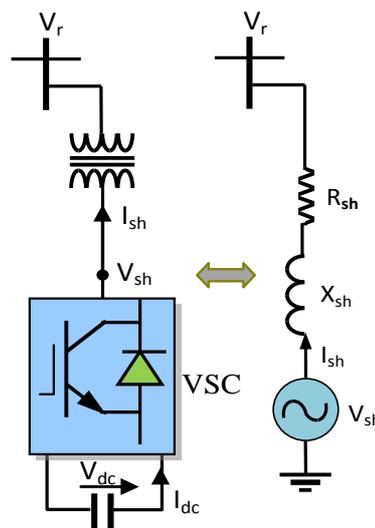


Fig.4.12 Circuit équivalent du STATCOM

Le rôle du STATCOM est d'échanger l'énergie réactive avec le réseau. Pour se faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général l'inductance de fuite du transformateur de couplage [72,70].

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de l'onduleur V_{sh} , qui est en phase avec la tension du jeu de barre là où le STATCOM est connecté V_r .

Les puissances active et réactive qui transitent entre le STATCOM et le réseau sont quantifiées par les équations suivantes :

$$P = \frac{V_r V_{sh}}{X_{sh}} \sin \delta \quad (4.2)$$

$$Q = \frac{V_r}{X_{sh}} (V_r - V_{sh} \cos \delta) \quad (4.3)$$

Avec

V_r : La tension AC au point de connexion

V_{sh} : La tension de sortie du STATCOM

δ : Déphasage entre V_r , V_{sh}

X_{sh} : La Réactance de fuite du Transformateur de couplage

A partir des équations (4.2) et (4.3), on peut constater que lorsque les deux tensions sont en phase ($\delta = 0$), il n'y a qu'un écoulement de puissance réactive, la valeur de la puissance échangée ne dépendant que de l'amplitude des deux tensions V_r et V_{sh} .

On peut envisager trois cas possibles en considérant toujours ($\delta = 0$) :

- Si $V_r = V_{sh}$: pas de génération ni d'absorption de puissance réactive.
- Si $V_r > V_{sh}$: un courant inductif I_{sh} s'établit entre les deux sources de tension à travers la réactance X_{sh} , ce courant est en retard de 90 degrés par rapport à V_r , Fig. 4.13, le STATCOM absorbe de la puissance réactive, par conséquent, la tension du nœud V_r diminue.

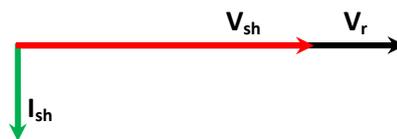


Fig.4.13 $V_r > V_{sh}$

- Si $V_r < V_{sh}$: le courant capacitif I_{sh} qui circule à travers la réactance est en avance de 90 degrés par rapport à la tension du nœud, fig. 4.14, le STATCOM génère de la puissance réactive au nœud de connexion, c'est-à-dire la tension de ce dernier augmente.

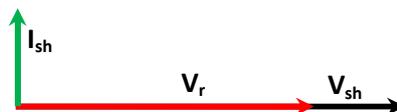


Fig.4.14 $V_r < V_{sh}$

On constate que :

- L'écoulement de la puissance active se contrôle par δ angle de phase entre les tensions V_r et V_{sh} .
- L'écoulement de la puissance réactive se contrôle par une action sur l'amplitude de la tension V_{sh} .

Le suivant du chapitre fera l'objet de simulations par MATLAB/Simulink d'un STATCOM fonctionnant dans les deux modes (Compensation de puissance réactive, Régulation de tension).

Divers scénarios (circulation de la puissance réactive dans le réseau, chute de tension, surtension) seront envisagés afin de voir l'impact du STATCOM à l'amélioration du comportement des réseaux haute tension [72].

IV.3.1 Description du réseau étudié

La simulation du dispositif STATCOM est introduite dans un réseau de test simple. Le schéma unifilaire du réseau de transport d'énergie électrique utilisé pour valider le fonctionnement du STATCOM est représenté par la figure. 4.15.

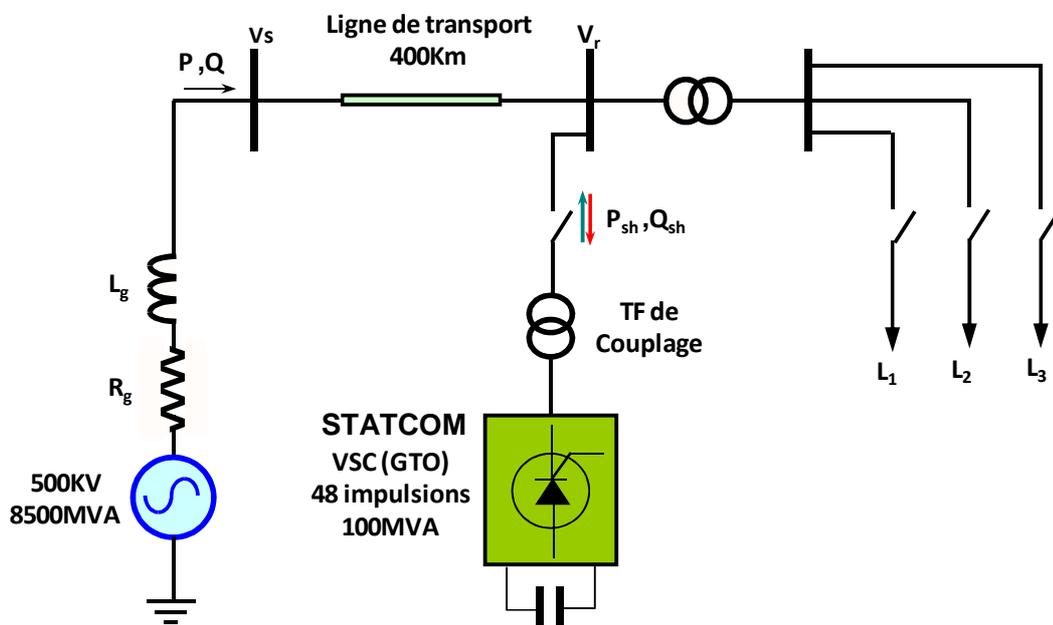


Fig.4.15 Schéma unifilaire du réseau étudié

Le réseau étudié est constitué d'une source d'énergie de 500 kV avec une puissance nominale de 8500 MVA et d'une ligne de transport de 400Km, Le

transformateur sert à baisser la tension de 500 kV (tension du réseau) à 15kV (tension d'entrée des convertisseurs), La ligne alimente trois charges (L_1, L_2, L_3).

Pour simplifier les calculs, nous avons utilisé les grandeurs réduites en considérant les bases du système énergétique comme suit :

$$S_{base}=100MVA \quad , \quad U_{base}=500 \text{ kV}$$

IV.3.2 Essais de simulation

a) Simulation d'un VS 48-Impulsions

A l'aide du logiciel MATLAB/Simulink, on a réalisé la simulation pour visualiser la tension de sortie d'un VSC 48-impulsions.

- Le Convertisseur à Source de Tension (VSC) 48-Impulsions à base des GTOs.

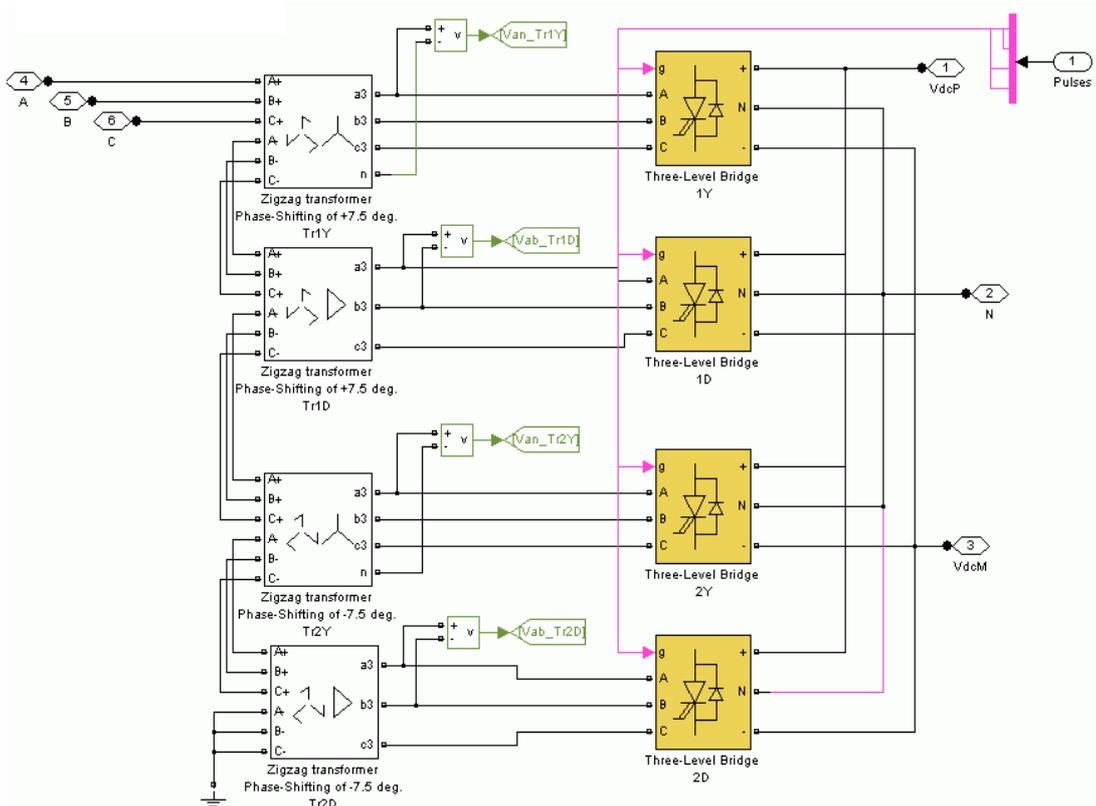


Fig.4.16 VSC 48-impulsions

- La forme de tension de sortie du VSC 48-Impulsions (tension composée)

La figure. 4.17 montre la tension composée d'un convertisseur de 48 impulsions. Il est clair que la forme est proche de la sinusoïde.

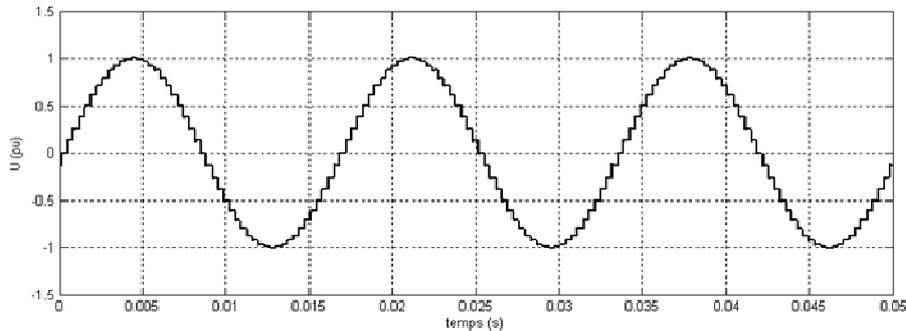


Fig.4.17 La tension de sortie du VSC 48-impulsions

- Analyse des harmoniques

D'après la figure. 4.18, le VSC 48-impulsions à trois niveaux de tensions donne une bonne performance, peu d'harmoniques, il n'y a que le fondamental ensuite les harmoniques 23 et 25 qui apparaissent avec une amplitude moins importante (0.25% du fondamental) puis les harmoniques 47 et 49.

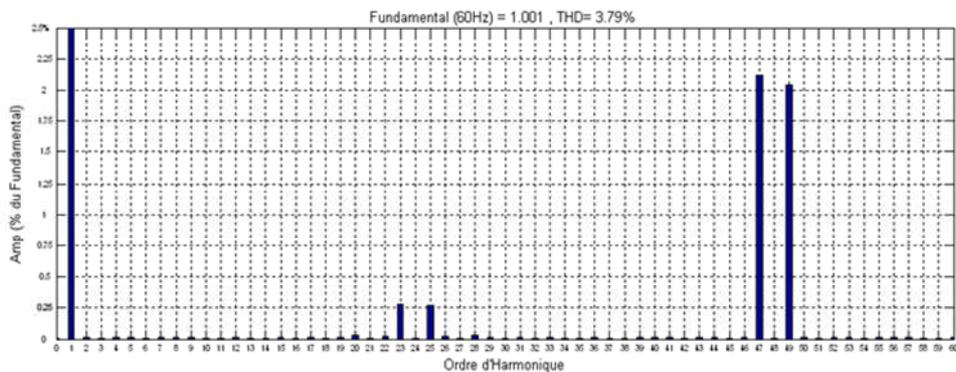


Fig.4.18 Le spectre des harmoniques du VSC 48-impulsions à trois niveaux de tensions

Le Taux harmonique de distorsion (THD) est de 3.79%. Si on utilise le VSC 48-impulsions comme compensateur, on n'a pas besoin d'installer des filtres.

b) Simulation du STATCOM en mode compensation de l'énergie réactive

Le condensateur est initialement chargé, la tension à ses bornes est de 1p.u, à l'équilibre $V_r=V_s=1p.u$ où (V_r la tension au point de la connexion des charges), à $t=0s$ le système énergétique débite sur une charge inductive L_1 ($P=1p.u$; $Q_L=0.8p.u$).

On va ajouter respectivement :

-à l'instant $t=0.5s$, une charge inductive L_2 ($P=0.9$ pu ; $Q_L=0.8$ pu)

-à l'instant $t=1s$, une charge capacitive L_3 ($P=0.3$; $Q_C=0.6$) et finalement à l'instant $t=1.5s$ on déconnecte toutes les charges ne laissant que la charge capacitive L_3 .

La figure. 4.19 montre la chute de tension provoquée par la charge inductive L_2 (Consommateur de l'énergie réactive) à l'instant $t=0.5s$, cette chute sera amortie naturellement par la connexion de la charge capacitive L_3 .

Dans la dernière transition on déconnecte les charges inductives, une puissance réactive est injectée vers le réseau par la charge capacitive, ce qui provoquera une surtension dans le jeu de barre r Fig. 4.19.

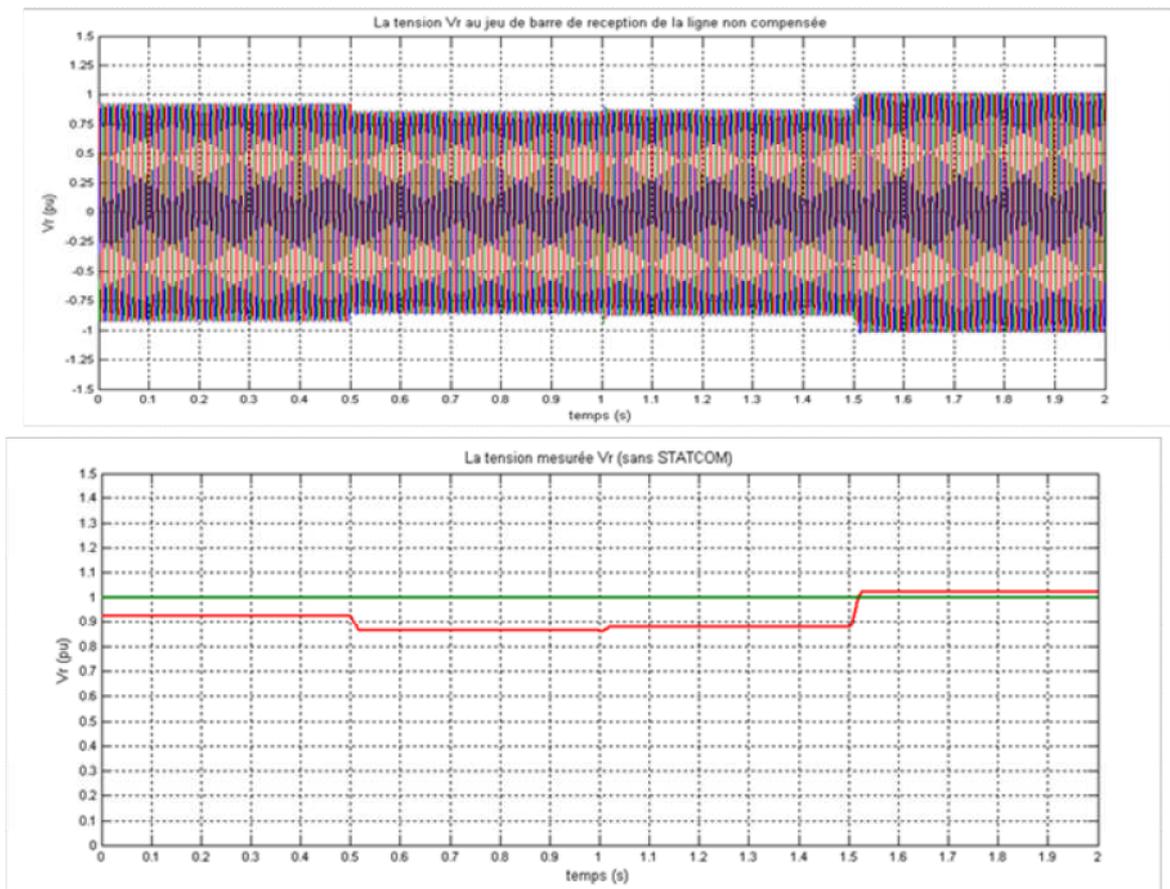


Fig.4.19 La Tension V_r dans une ligne chargée sans STATCOM

La figure. 4.20 et 21 montre la puissance active et réactive transportées par la ligne chargée.

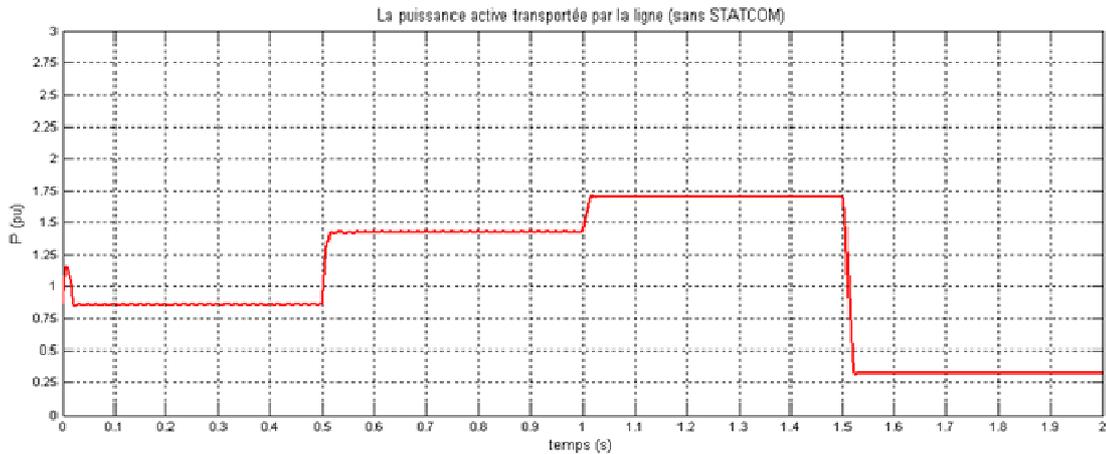


Fig.4.20 La puissance active transportée par la ligne chargée sans STATCOM

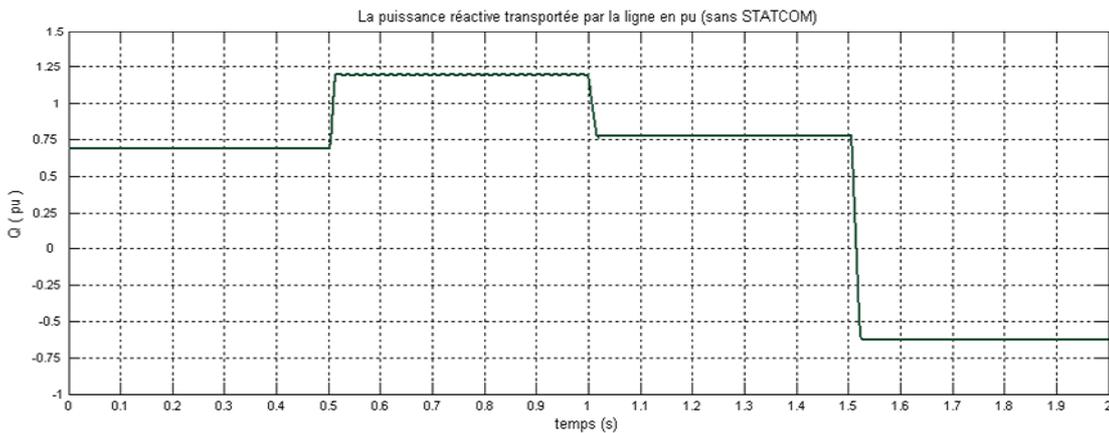


Fig.4.21 La puissance réactive transportée par la ligne sans STATCOM

Nous allons reprendre ces essais, avec les mêmes charges, en insérant le STATCOM au jeu de barre de réception r.

Le dispositif STATCOM a une puissance nominale de $\pm 100\text{MVAR}$, relié avec le réseau.

Le système est simulé pour une référence d'énergie réactive $Q_{\text{ref}} = 0\text{MVAR}$.

On constate ce qui suit :

Le STATCOM injecte un courant, et sa tension V_{sh} croit de plus en plus en fonction des charges inductives.

La tension V_{sh} qui est supérieure à la tension V_r (le STATCOM en mode inductive) détermine le sens du courant réactif I_{shq} injecté par le STATCOM au réseau Fig. 4.22.

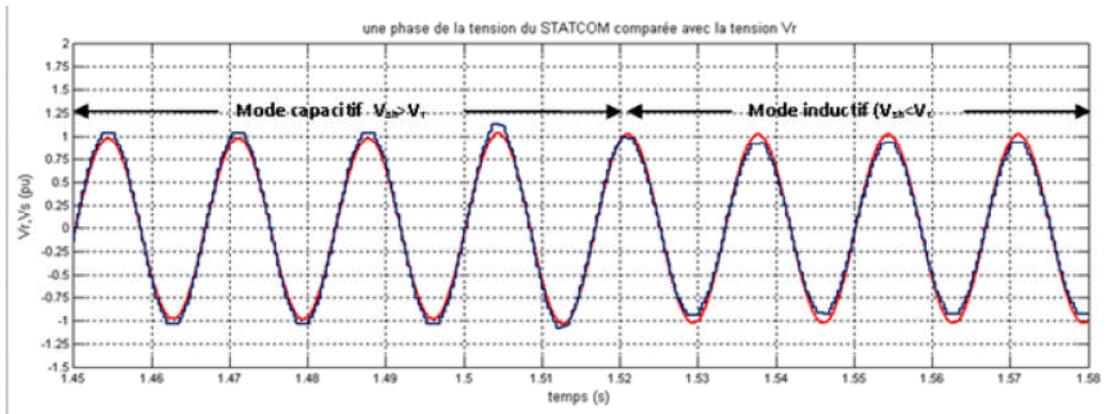


Fig.4.22 Une phase de la tension du STATCOM comparée avec la tension V_r

Si I_{shq}

-Positive, le STATCOM en mode inductif lorsque le compensateur délivre une puissance réactive vers le réseau.

-Négative dans la phase de charge capacitive, montrant l'absorption de la puissance réactive par le STATCOM, qui fonctionne dans ce cas en mode capacitif.

Les courants de ce dispositif STATCOM, I_{shd} et I_{shq} suivent leurs grandeurs de références (calculés à partir des puissances de références nécessaires pour avoir la puissance réactive transportée par la ligne nulle Figure. 4.23).

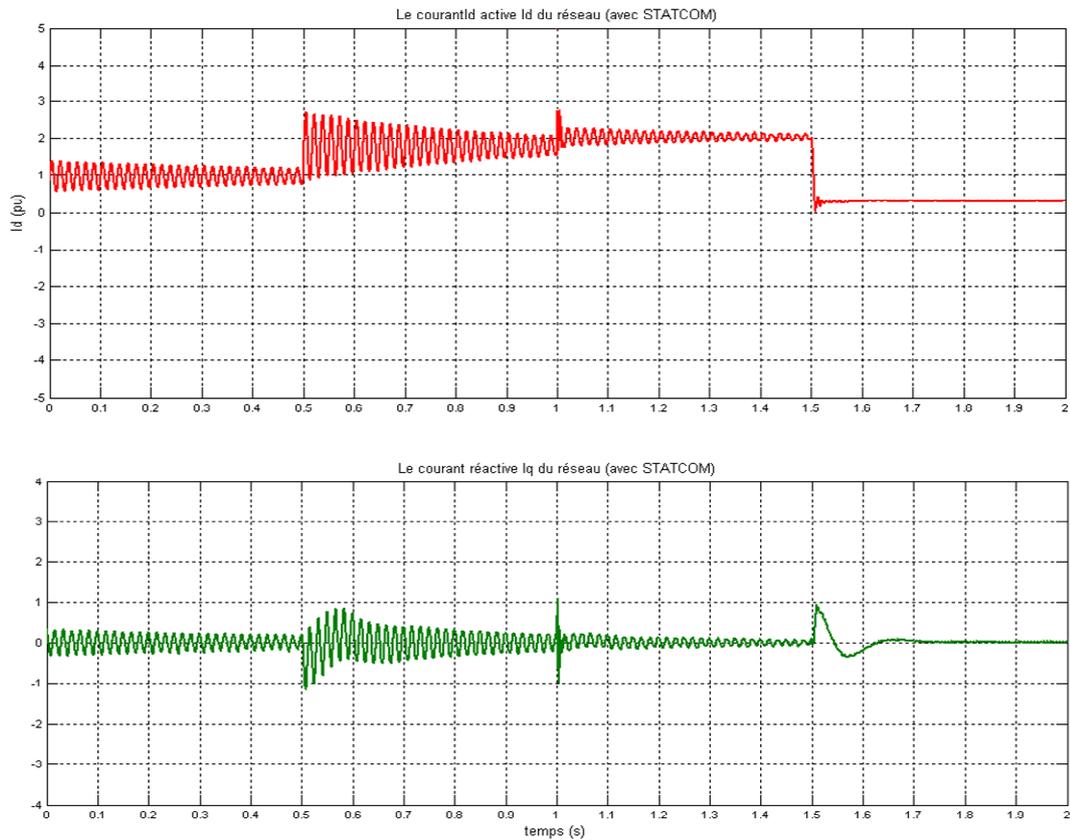


Fig.4.23 Le courant actif et réactif dans la ligne avec STATCOM

Avant $t=0.5s$, le STATCOM injecte une quantité de puissance réactive Q_{sh} de l'ordre de $0.67p.u$ pour annuler la circulation de la puissance réactive dans le réseau. Mais après la mise en service de la charge L_1+L_2 à $t=1s$, une puissance réactive plus grande est nécessaire pour la compensation à environ $1.2p.u$, le STATCOM dans un mode capacitif, injecte sa puissance maximale ($1p.u.$) qui est insuffisante, le reste est fourni par la ligne de transport.

En connectant la charge capacitive L_3 à $t=1.5s$, l'énergie réactive fournie par le STATCOM décroît à cause de l'effet capacitif de cette charge sur la ligne de transport.

Dans la dernière étape, la charge capacitive connectée à la ligne provoque une surtension au jeu de barre r. Le STATCOM opère en mode inductif et absorbe l'énergie réactive depuis le réseau pour maintenir le profil de la puissance réactive.

D'après la figure. 4.24, nous remarquons que la puissance réactive Q_r transportée par la ligne suit sa référence, Les pics qui sont apparus sur la courbe sont dus à la

fermeture et l'ouverture des disjoncteurs qui connectent ou déconnectent les charges, et dépendent aussi du type de régulateurs du STATCOM.

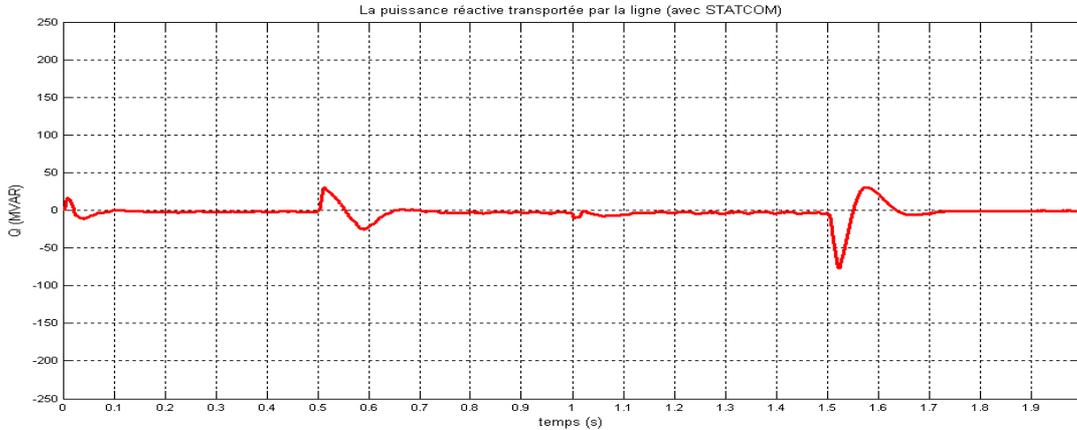


Fig.4.24 La puissance réactive transportée par la ligne avec STATCOM

La figure. 4.25 a été relevée pour observer le déphasage entre les tensions V_{sh} et V_r . Elle est presque nulle (en phase). Le petit décalage permet le transit d'une petite quantité de la puissance active pour compenser les pertes dans les interrupteurs du convertisseur (onduleur) et de charger les condensateurs du STATCOM.

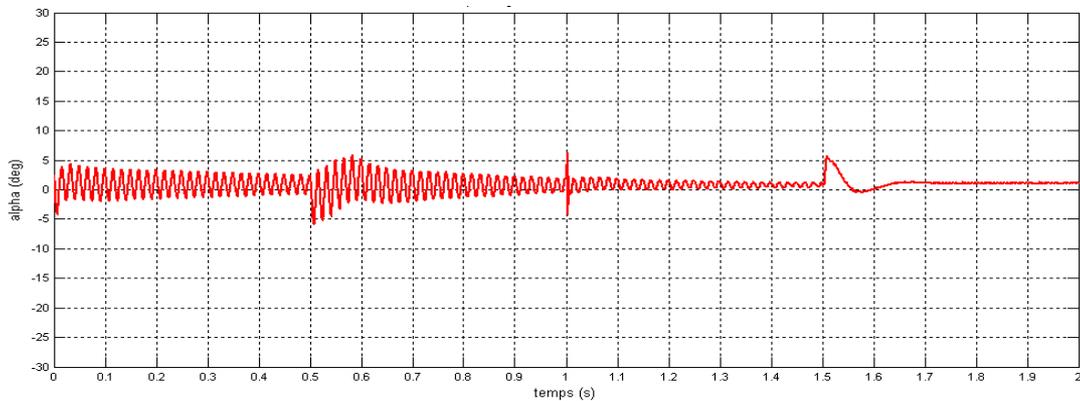


Fig.4.25 Déphasage entre les tensions V_{sh} et V_r

Sur la figure. 4.26 On observe la variation de l'amplitude de ces deux tensions inspirant le mode de fonctionnement capacitif pour $V_r < V_{sh}$ et inductif pour le cas contraire.

Le courant I_{sh} étant en quadrature avec la tension V_{sh} , donc l'énergie échangée avec ce dispositif est purement réactive.

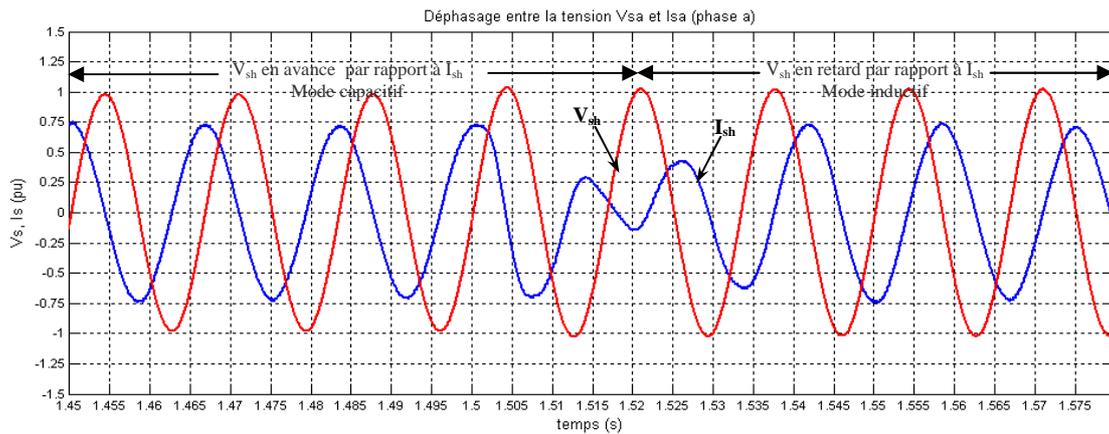


Fig.4.26 Déphasage entre tension et courant du STATCOM

Depuis la courbe de la figure. 4.27, il paraît que le bloc de régulation de la tension continue a prouvé son efficacité pour le maintien de la tension aux bornes du condensateur $U_{dc} \approx 1pu$.

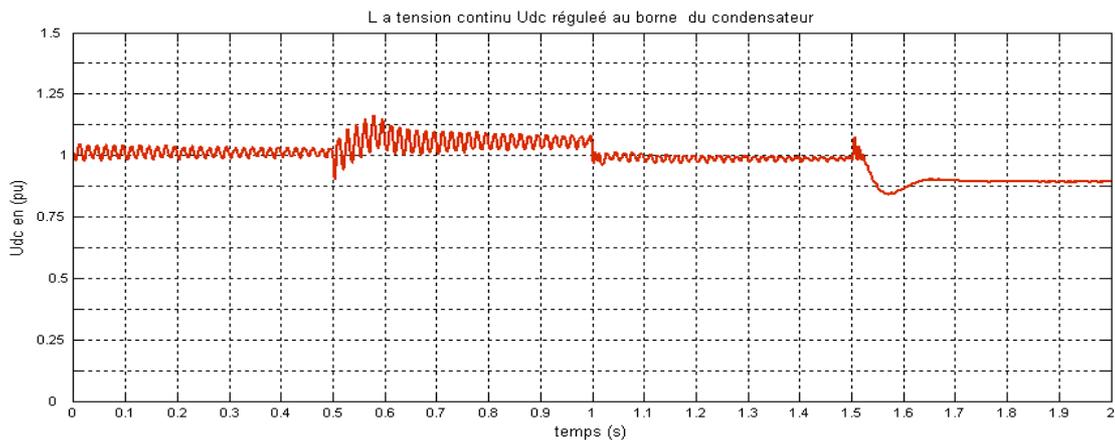


Fig.4.27 La tension continue U_{dc} à la borne du condensateur

L'effet de la compensation de l'énergie réactive se répercute directement sur le transit de la puissance active dans la ligne illustré par la figure. 4.28; la fourniture de l'énergie réactive au point de consommation permet un transit plus important de la puissance active en minimisant le flux de puissance réactive dans la ligne de transport.

La puissance réactive transportée par la ligne après la compensation presque nulle (Fig. 4.24), en même temps la tension du jeu de barre, où ce dispositif est connecté, est proche de la valeur de la tension de départ $V_r=1.0pu$. (Fig. 4.29).

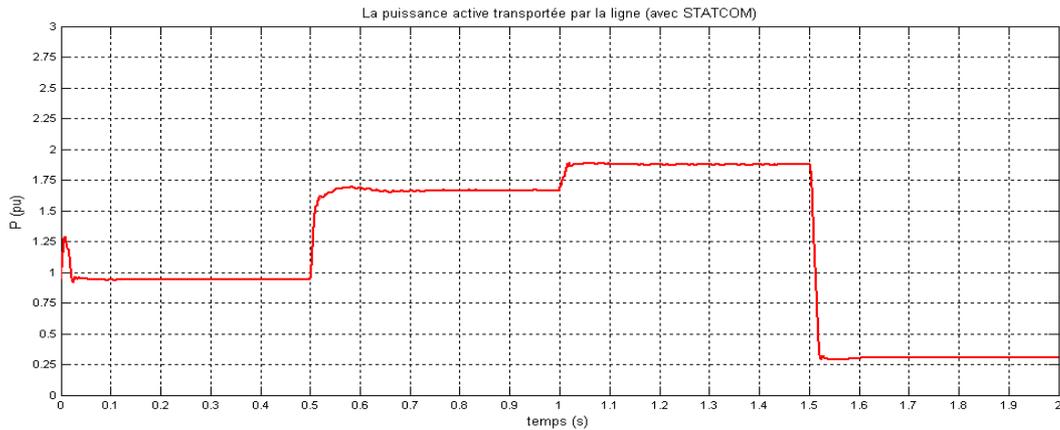


Fig.4.28 La puissance active transportée par la ligne avec STATCOM

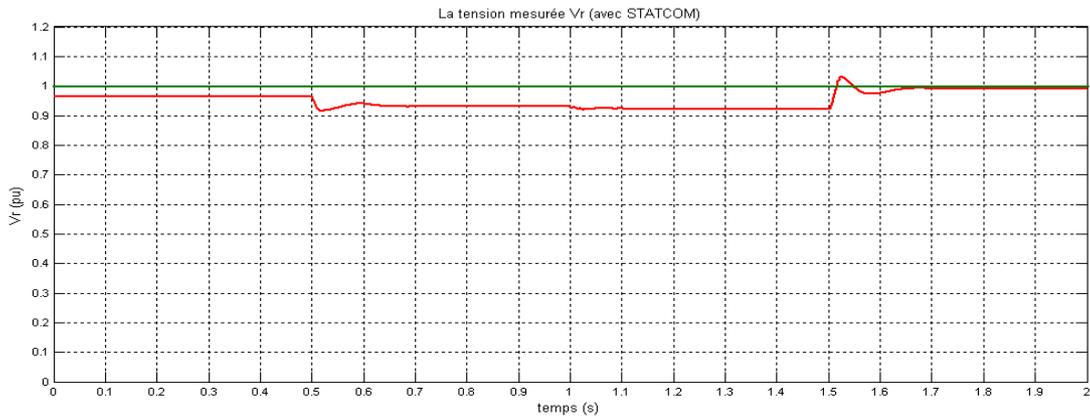


Fig.4.29 La tension V_r du réseau avec STATCOM

c) Simulation du STATCOM en Mode régulation de la tension

Dans cet essai, on s'appuie sur le même protocole précédant ; suivant les variations des charges en fonction du temps. Avec $V_{ref}=1.0pu$, tableau. 4.2.

Tableau. 4.2

| | Temps (s) | L_1 P=0.4p.u. $Q_L=0.2p.u.$ | L_2 P=0.35p.u. $Q_L=0.15p.u.$ | L_3 P=0.35p.u. $Q_C=0.6p.u.$ |
|---------|--------------|-------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Etape 1 | 0 - 0.5 | • | | |
| Etape 2 | 0.5 - 1 | • | • | |
| Etape 3 | 1 - 1.5 | • | • | • |
| Etape 4 | 1.5 - 2 | | | • |

La figure. 4.30 montre la variation de tension V_r selon les charges (L_1 , L_2 , L_3). Nous constatons dans les trois premières étapes une chute de tension due à la nature des charges. Par contre, dans la 4^{er} étape, on remarque une surtension à cause de la charge capacitive L_3 .

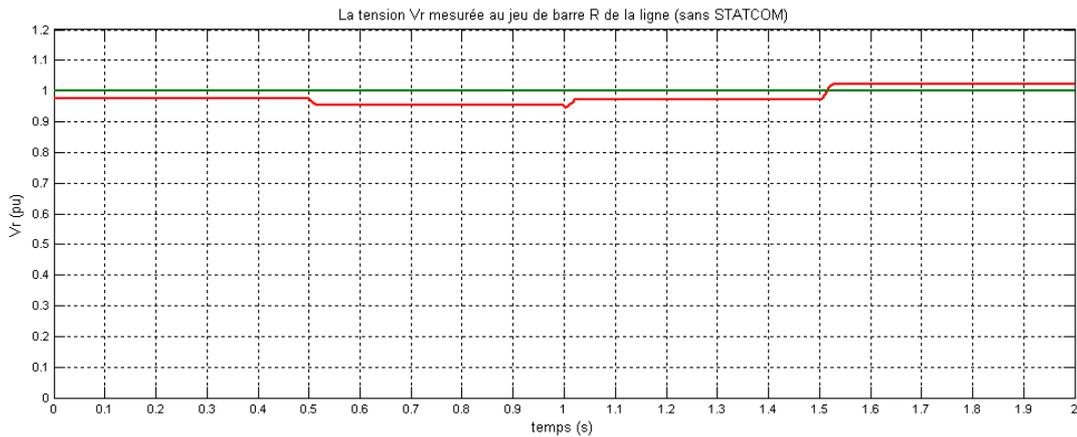


Fig.4.30 La tension V_r mesurée au jeu de barre r de la ligne (sans STATCOM)

La figure. 4.31 exprime l'énergie active et réactive transportée par la ligne mesurée au jeu de barre, là où les charges sont connectées. En raison de son incapacité à fournir la puissance réactive nécessaire pour la compensation

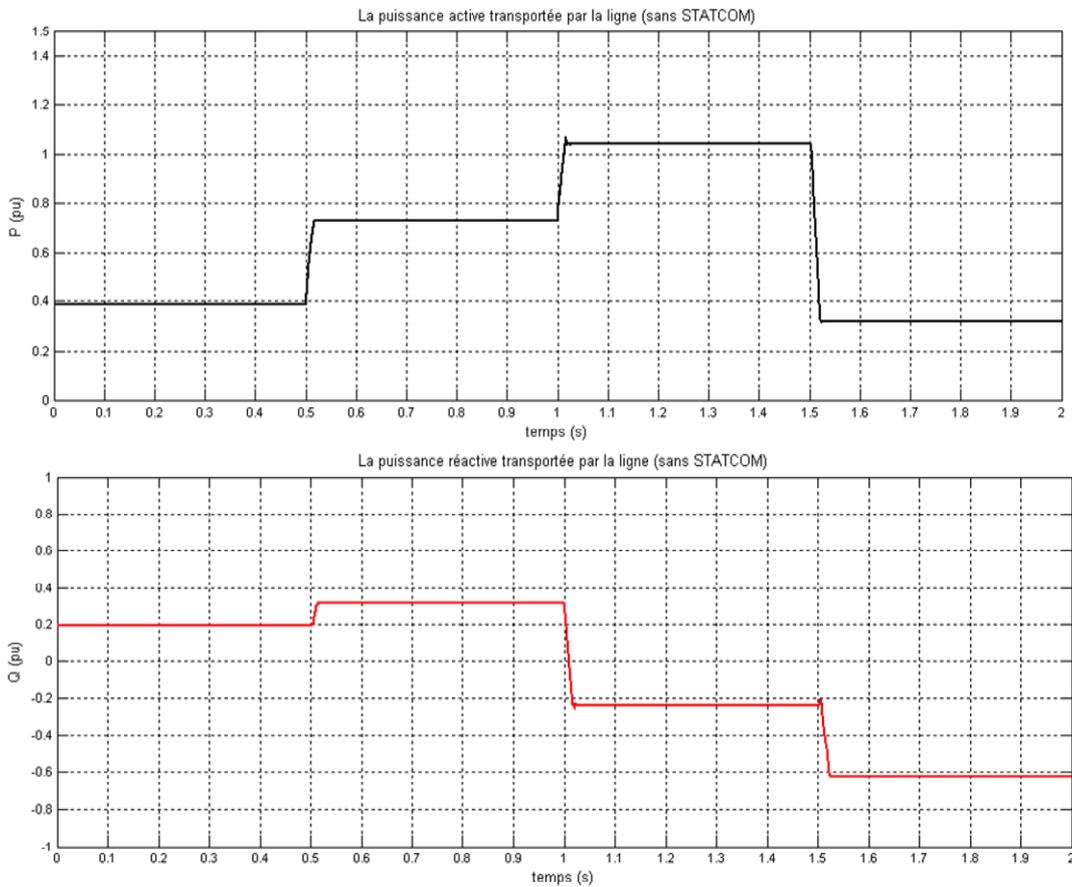


Fig.4.31 Les puissances active et réactive transportées par la ligne (sans STATCOM)

On remarque que toutes les étapes ont des valeurs différentes choisies pour découvrir le comportement du STATCOM dans le mode de régulation de tension.

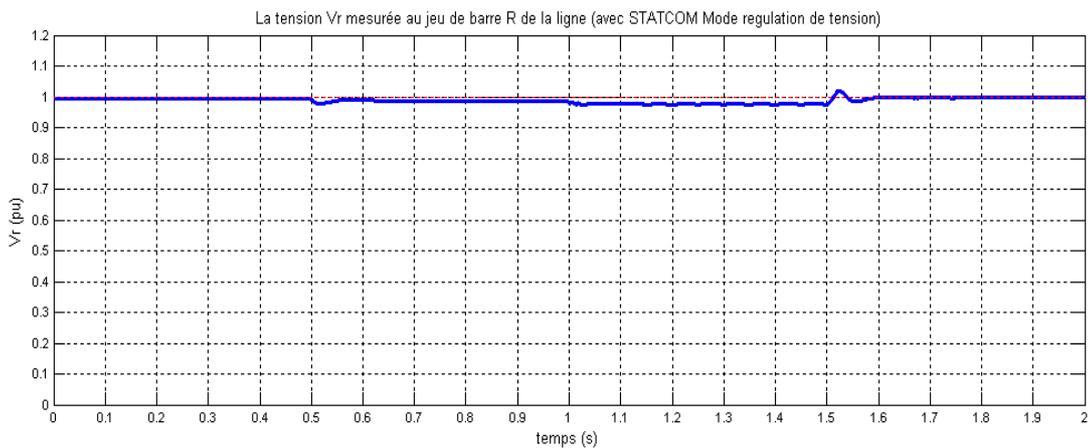


Fig.4.32 La tension V_r mesurée au jeu de barre r de la ligne (avec STATCOM en mode régulation de la tension)

La figure. 4.32 démontre l'amélioration de la tension V_r si le STATCOM est connecté.

Etape 1 : $0 \rightarrow 0.5s$: $V_r \cong V_{ref}=1p.u$ dans cette étape le STATCOM fonctionne en mode capacitif qui injecte une puissance réactive de l'ordre de $0.6pu$ dans la ligne (Fig. 4.33).

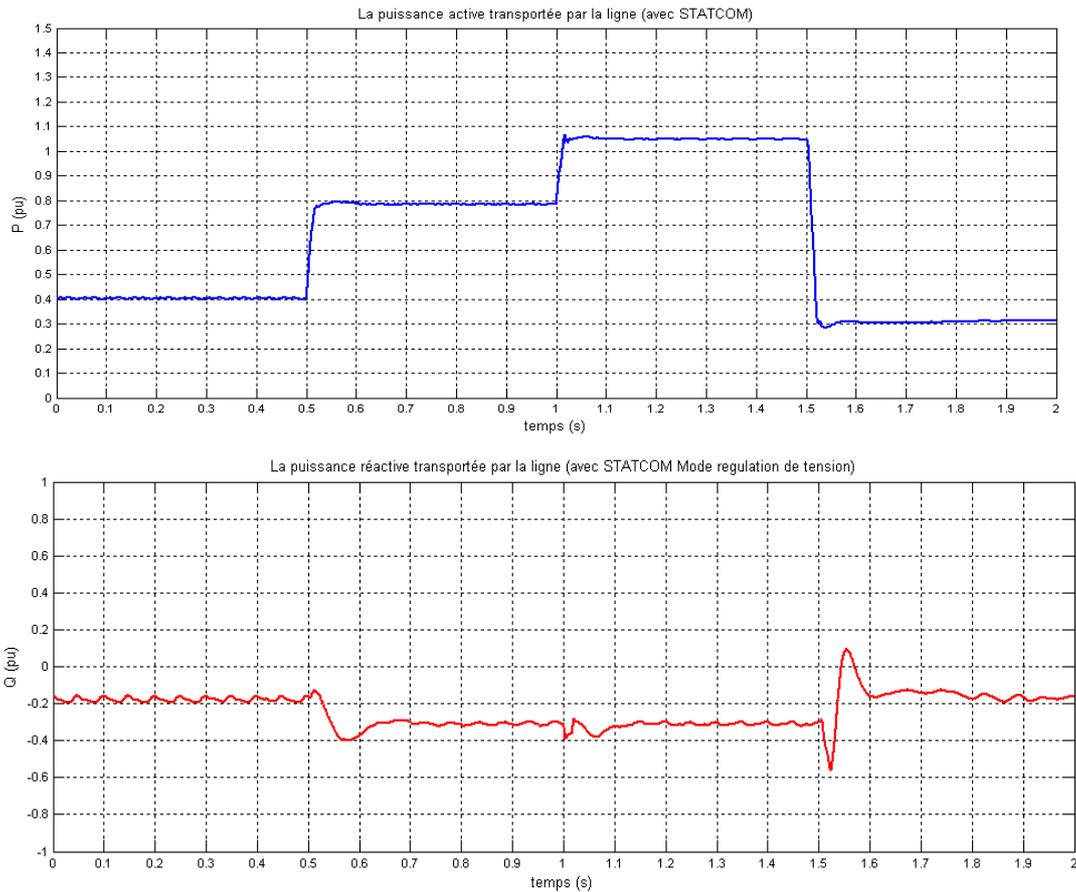


Fig.4.33 Les puissances active et réactive transportée par la ligne (avec STATCOM)

Etape 2 : $0.5 \rightarrow 1s$: $V_r \cong V_{ref}$ le STATCOM injecte une puissance réactive de l'ordre de $0.65pu$

Etape 3 : $1 \rightarrow 1.5s$: le STATCOM améliore la tension de $0.94p.u$ à $0.975p.u$ mais n'atteint pas le $1p.u$ à En raison de son incapacité à fournir la puissance réactive nécessaire pour la compensation.

Etape 4 : $1.5 \rightarrow 2s$: $V_r \cong 1pu$ le STATCOM change son mode capacitif en mode inductif à cause de la surtension, et absorbe une puissance réactive $0.44p.u$ pour régler la tension.

IV.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit le réseau à simuler dans lequel nous avons introduit le contrôleur STATCOM, afin de compenser la puissance réactive et la maintenir nulle dans la ligne de transport ou bien maintenir la tension à la valeur désirée. Cette compensation nous permet d'élever le niveau de tension du jeu de barre où il est connecté à une valeur plus proche de la tension du générateur.

Nous avons effectué les essais de simulation et observé le comportement de ce contrôleur dans les deux modes de contrôle (Mode compensation de la puissance réactive, Mode régulation de la tension), et les deux cas de fonctionnement envisagés ; inductif et capacitif.

D'après les résultats de simulation, le STATCOM a donné des résultats satisfaisants pour la compensation de la puissance réactive, et la régulation de la tension.

Dans ce sens, le chapitre suivant fera l'objet à l'amélioration du comportement dynamique du système HVDC connecté à des réseaux AC faible par l'introduction du dispositif STATCOM.

V.1 Introduction

L'étude vise à montrer le comportement du modèle proposé et voir aussi son influence sur les réseaux AC adjacents, ce système est le modèle de référence CIGRÉ HVDC contrôlé par les contrôleurs Fuzzy-PI et renforcé par le dispositif STATCOM, les terminaux du système HVDC connectés à des réseaux AC faible (SCR=2.5). Le système à l'étude est une interconnexion HVDC mono-polaire.

V.2 Le modèle de CIGRE-HVDC avec STATCOM

Le faible ratio de court-circuit SCR des réseaux AC connectés aux systèmes HVDC proposés par le CIGRÉ exige l'utilisation des systèmes de commande robustes et flexibles. Un modèle de référence du CIGRÉ est donc un excellent repère pour la validation des systèmes de commande et de protection [38].

La configuration du Modèle de référence du CIGRÉ HVDC est un système mono-polar ± 500 kV, de puissance DC de 1000 MW, Les deux côtés redresseur, onduleur sont des convertisseurs à 12 impulsions raccordées à des systèmes AC relativement faibles avec un SCR de 2,5 à une fréquence nominale de 50Hz.

Une réactance mise en série est également inclus entre les deux stations HVDC pour le lissage du courant continu.

Des filtres sont connectés à chaque extrémité du système AC pour atténuer les harmoniques, ainsi que des bancs de condensateurs fixes pour fournir la puissance réactive aux convertisseurs Fig.5.1 [36]. Le tableau.5.1 montre les paramètres du modèle CIGRÉ.

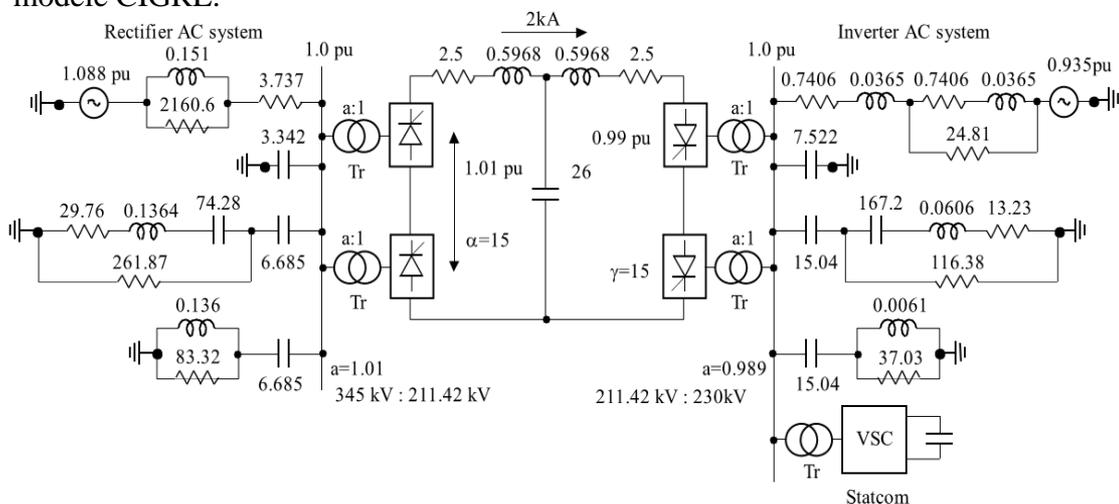


Fig.5.1 Le modèle de CIGRE HVDC avec STATCOM

| Paramètre | Redresseur | Onduleur |
|----------------------------|------------|----------|
| Tension AC | 345 KV | 330 KV |
| Puissance DC | 1000 KW | 1000 KW |
| Tension DC | 500KV | 500KV |
| Courant DC | 2 KA | 2 KA |
| Fréquence | 50Hz | 50Hz |
| Filtre alimentation VAR | 625 MVAR | 620 MVAR |
| SCR | 2.5 | 2.5 |
| Angle nominal | 15° | 15° |

Tableau.5.1 Paramètres du modèle CIGRÉ HVDC

V.3 Logique floue et contrôleur flou

La logique floue est une théorie qui a connu un grand engouement depuis que le professeur *Lotfi A. Zadeh* [73] a introduit le concept de sous-ensembles flous en 1965. Elle trouve notamment sa place dans le domaine de la commande pour une large gamme de systèmes et plus généralement en génie électrique [74-76]. Elle présente, en effet, l'avantage d'utiliser des règles linguistiques simples permettant de traduire facilement le savoir faire d'un expert pour répondre à une problématique scientifique.

Dans ce sens, des correcteurs à base de la logique floue améliorent de façon globale aussi bien les performances que la robustesse des systèmes commandés, en s'appuyant sur la connaissance de ceux-ci [77].

L'intérêt de la logique floue réside premièrement dans sa similitude avec le raisonnement humain. En effet, la prise de décision d'un opérateur est fonction de plusieurs variables décrites de manière qualitative et non grâce à des valeurs numériques précises.

Deuxièmement, la logique floue très utile lorsque le modèle mathématique du problème à traiter n'existe pas ou existe mais difficile à implémenter (par exemple le système HVDC), ou il est trop complexe pour être évalué assez rapidement pour des opérations en temps réel. Ou bien lorsque des experts humains sont disponibles pour

fournir des descriptions subjectives du comportement du système avec des termes en langage naturel [78].

La logique floue est aussi supposée de travailler dans les situations où il y a de larges incertitudes et des variations inconnues dans les paramètres et la structure du système.

V.3.1 Concepts fondamentaux de la logique floue

Le principe de la logique floue s'approche de la démarche humaine dans le sens où les variables utilisées ne sont pas des variables logiques (au sens de la logique binaire) mais des variables linguistiques, proches du langage humain courant. De plus, ces variables linguistiques sont traitées à l'aide de règles qui font référence à une certaine connaissance du comportement du système [79].

Ainsi, la théorie de la logique floue, fondée sur des aspects de la théorie des possibilités, fait intervenir des ensembles d'appartenances appelés "*ensembles flous*" caractérisant les différentes grandeurs du système à commander. Le raisonnement flou emploie un ensemble de règles floues établies par l'expert et dont la manipulation permet la génération de la commande adéquate ou la prise de décision [80].

V.3.2 Les bases de la logique floue

a) Variables linguistiques et les ensembles flous

La description imprécise d'une certaine situation, d'un phénomène ou d'une grandeur physique ne peut se faire que par des expressions relatives ou floues à savoir: grand, petit, positif, négatif, nul, chaud, froid, etc.. Ces différentes classes d'expressions floues dénommées ensembles flous constituent ce que on appelle les variables linguistiques.

Afin de pouvoir traiter numériquement ces variables linguistiques (normalisées généralement sur un intervalle bien déterminé appelé univers de discours), il faut les soumettre à une définition mathématique à base de fonctions d'appartenance qui montrent le degré de vérification de ces variables linguistiques relativement aux différents sous-ensembles flous de la même classe.

b) Fonctions d'appartenance

On utilise le plus souvent, pour les fonctions d'appartenance, des formes triangulaires, trapézoïdales ou gaussiennes. Dans la référence bibliographique [81] les descriptions mathématiques de ces différentes fonctions sont décrites. Nous nous sommes intéressés dans ce travail aux deux formes les plus simples, triangulaires et trapézoïdales, comme l'indique la figure.5.2.

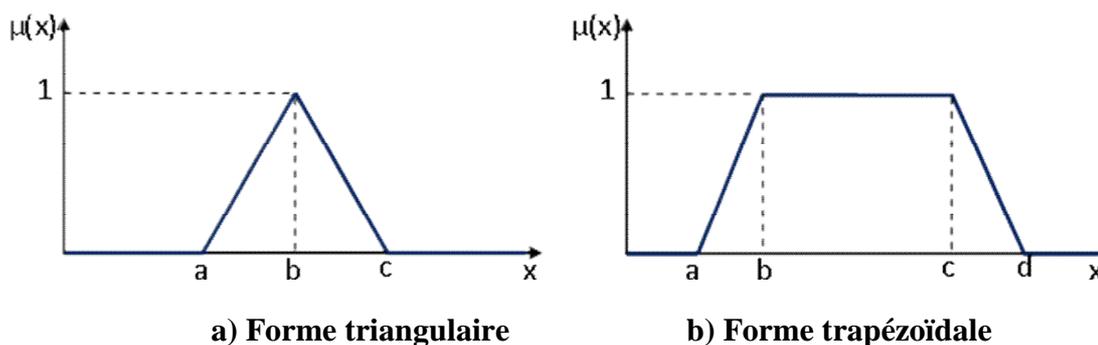


Fig.5.2 formes usuelles des fonctions d'appartenance

c) Règles linguistiques

L'idée principale des systèmes basés sur la logique floue, est d'exprimer la connaissance humaine sous la forme de règles linguistiques de forme **Si...alors** ...Chaque règle a deux parties, partie antécédente (prémisse ou condition), exprimée par **Si...**, partie conséquente (conclusion) exprimée par **alors**.

La partie antécédente est la description de l'état du système. La partie conséquente exprime l'action que l'opérateur qui contrôle le système doit exécuter. Chaque règle floue est basée sur l'implication floue. Il y a plusieurs formes de **Si.....alors** ...la forme générale est **Si** (un ensemble de conditions est satisfait) **alors** (un ensemble de conséquences peut être exécuté) [78,82].

d) Univers de discours

Un des premiers pas dans la conception d'une commande par logique floue est de définir l'ensemble de référence ou univers de discours pour chaque variable linguistique. A titre d'exemple ; l'ensemble " x " (erreur) peut être caractérisé par un ensemble de sous-ensemble (ou de nombres flous) dont les fonctions d'appartenance sont montrées à la figure.5.3 et chaque sous ensemble flou dans l'univers du discours représente une valeur linguistique.

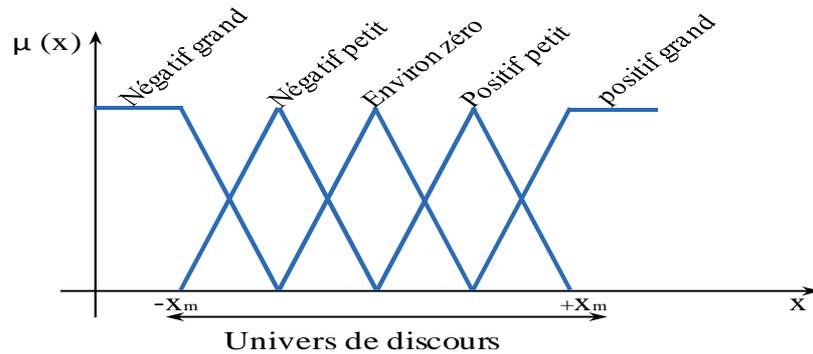


Fig.5.3 Univers de discours d'une variable linguistique

e) Inférences floue

A partir d'une règle du type "*Si ... alors*", il est possible d'effectuer une déduction. Ce mécanisme, appelé inférence, est bien connu en logique classique sous le nom *modus ponens* et *modus tollens*, selon le mode de déduction. Ces deux modes de déduction sont généralisés dans le cadre de la logique floue.

V.3.3 Structure générale d'un système flou

La structure d'un asservissement par un contrôleur flou (fuzzy logic controller FLC) est représentée sur le schéma de la figure 5.4 où on a mis en évidence l'architecture du régulateur flou, celui-ci comprend essentiellement trois module [83] qui sont:

- Fuzzification ;
- Inférence floue ;
- Defuzzification.

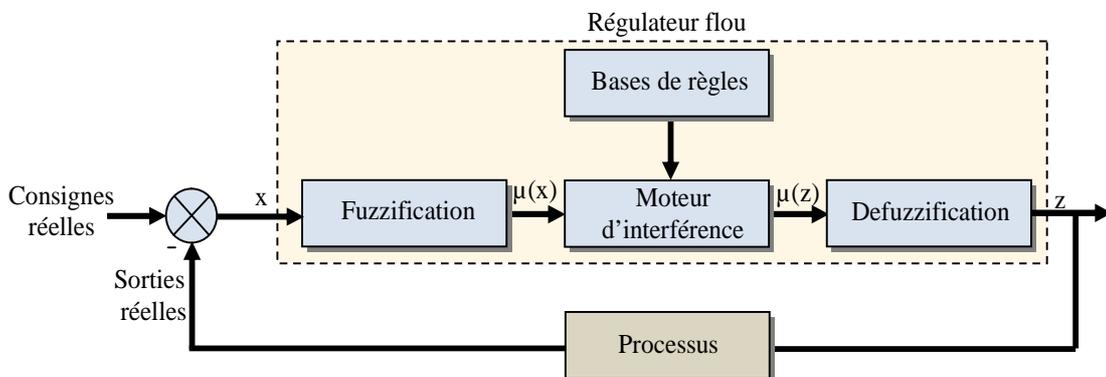


Fig.5.4 Structure générale d'une commande floue

1) Fuzzification

La fuzzification consiste à attribuer un degré d'appartenance à chaque valeur d'entrée et le passage des grandeurs physiques, (erreur, variation de l'erreur) aux variables linguistiques, ces dernières sont définies par leurs valeurs linguistiques.

En générale, il n'y a pas de règle précise pour la définition de la forme des fonctions d'appartenance (triangulaires, trapézoïdales, exponentielles, gaussiennes,...), on peut introduire pour une variable linguistique trois, cinq ou sept valeurs linguistiques suivant la résolution qu'on souhaite.

2) Défuzzification

A la fin de l'inférence, l'ensemble flou de sortie est déterminé mais il n'est pas directement utilisable pour donner une information précise à l'opérateur ou commander un actionneur. Il est nécessaire de passer du « monde flou » au « monde réel », c'est la défuzzification. Il existe plusieurs stratégies de défuzzification, les plus utilisées sont :

-La méthode de la moyenne des maxima

Correspond à la moyenne des valeurs de sortie les plus vrai semblables. Cette méthode présente l'inconvénient de fournir des résultats très volatiles (une modification de l'*input* peut conduire à changer la zone de maxima et entraîner une modification brutale de la variable de sortie). Elle est principalement utilisée pour la reconnaissance de forme.

-La méthode des centres de gravité

Abscisse du centre de gravité de la surface de la courbe de résultats. Cette méthode semble préférable (et plus cohérente avec les principes de la logique floue) dans le sens où elle intègre le fait qu'un individu peut appartenir à deux catégories en même temps. On notera l'analogie avec un calcul d'espérance probabiliste (le dénominateur est un facteur de normalisation permettant de prendre en compte le fait que la véracité est supérieure à 100%).

V.3.4 Dénormalisation

Cette dernière étape transforme les valeurs normalisées des variables de commande à des valeurs appartenant à leur domaine physique respectif.

V.3.5 Le modèle du contrôleur flou proposé pour le système HVDC

Le contrôleur basé sur la logique floue est combiné avec le régulateur PI conventionnel des deux côtés des convertisseurs, pour mettre à jour en ligne les valeurs des gains PI classiques (K_p et K_i) des régulateurs de courant et de tension respectivement du redresseur et de l'onduleur. Les entrées du contrôleur flou sont l'erreur et sa dérivée, tandis que la sortie est la commande elle-même. La figure.5.5 montre le principe de l'intégration du contrôleur flou dans le système HVDC [84].

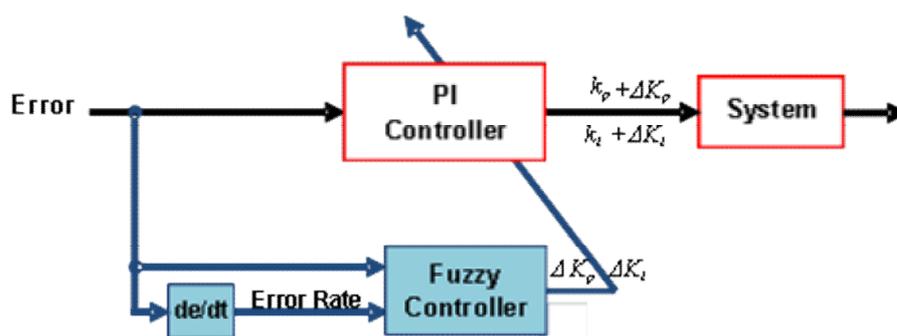


Fig.5.5 Contrôleur hybride Fuzzy-PI

La stratégie proposée pour les contrôleurs de logique floue (FLC) est basée sur la méthode Mamdani, les ensembles flous d'entrée et de sortie utilisent à la fois les fonctions d'appartenance triangulaire et trapézoïdale Fig.5.6 [84].

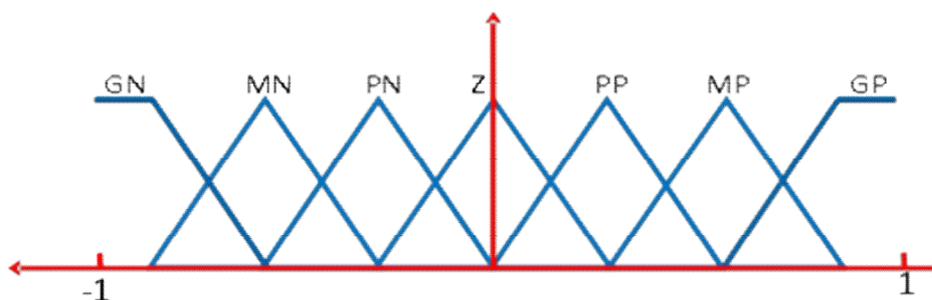


Fig.5.6 Fonctions d'appartenance d'entrée et de sortie

Les règles de base des entrées et de sortie des fonctions d'appartenance sont fuzzifier par sept ensembles, notamment: Grand Négatif (GN), Moyen Négatif (MN), Petit Négatif (PN), Zéro (Z), Petit Positif (PP), Moyen Positif (MP), Grand Positif (GP) Tab.5.2 et 5.3.

Table.5.2 Les Règles de contrôle de K_p

| "Erreur" | "dérivée de l'erreur" | | | | | | |
|----------|-----------------------|----|----|----|----|----|----|
| | GN | MN | PN | Z | PP | MP | GP |
| NB | GN | GN | GN | GN | GN | MN | PN |
| NM | GN | GN | MN | MN | MN | PN | Z |
| NS | GN | MN | PN | PN | PN | Z | Z |
| Z | Z | Z | Z | Z | Z | Z | Z |
| PS | Z | Z | PP | PP | PP | MP | GP |
| PM | Z | PP | MP | MP | MP | GP | GP |
| PB | PP | MP | GP | GP | GP | GP | GP |

Table.5.3 Les Règles de contrôle de K_i

| "Erreur" | "dérivée de l'erreur" | | | | | | |
|----------|-----------------------|----|----|----|----|----|----|
| | GN | MN | NS | Z | PP | MP | PB |
| NB | GN | GN | MN | MN | PN | Z | Z |
| NM | GN | GN | PN | PN | PN | Z | Z |
| NS | GN | MN | PN | PN | Z | PP | PP |
| Z | MN | MN | PN | Z | PP | MP | MP |
| PS | PN | PN | Z | PP | PP | MP | GP |
| PM | Z | Z | PP | PP | PP | GP | GP |
| PB | Z | Z | PP | MP | MP | GP | GP |

Les gains finals K_p et K_i des contrôleurs sont mis à jour par le contrôleur à logique floue selon les équations suivantes:

$$K_p = k_p + \Delta K_p \quad (3)$$

$$K_i = k_i + \Delta K_i \quad (4)$$

Ou

k_p, k_i : gain du contrôleur conventionnel,

$\Delta K_p, \Delta K_i$: la sortie du gain du contrôleur à logique floue (FLC).

V.4 Simulations et résultats

Dans ce travail, des simulations sont appliquées sur le système CIGRÉ HVDC qui est développé en quatre systèmes :

- 1- Système conventionnel (avec contrôleur PI)
- 2- Système conventionnel avec STATCOM
- 3- Système avec contrôleur hybride Fuzzy-PI
- 4 -Système avec contrôleur hybride Fuzzy-PI et le STATCOM.

Pour voir le comportement dynamique en régime de défaut de chaque système HVDC nous avons appliqué des défauts dans le système AC, nous limiterons les applications des défauts au côté onduleur, car le fonctionnement de l'onduleur est très sensible aux perturbations et à la qualité de la tension du réseau récepteur par rapport au redresseur, et l'apparition du défaut de raté de commutation dans le système HVDC est surtout observée du côté onduleur, où de grands angles d'amorçages sont utilisés.

Les défauts à l'étude sont le défaut triphasé puis le défaut monophasé à la terre côté onduleur. Les courts-circuits appliqués sont d'une durée de 100 ms et sont à travers une résistance variable.

Le courant DC, la tension DC, les tensions triphasées, et les courants circulent dans les valves côté onduleur sont les quantités observées pour la comparaison des modèles.

V.4.1- Court-circuit monophasé à la terre côté AC de l'onduleur

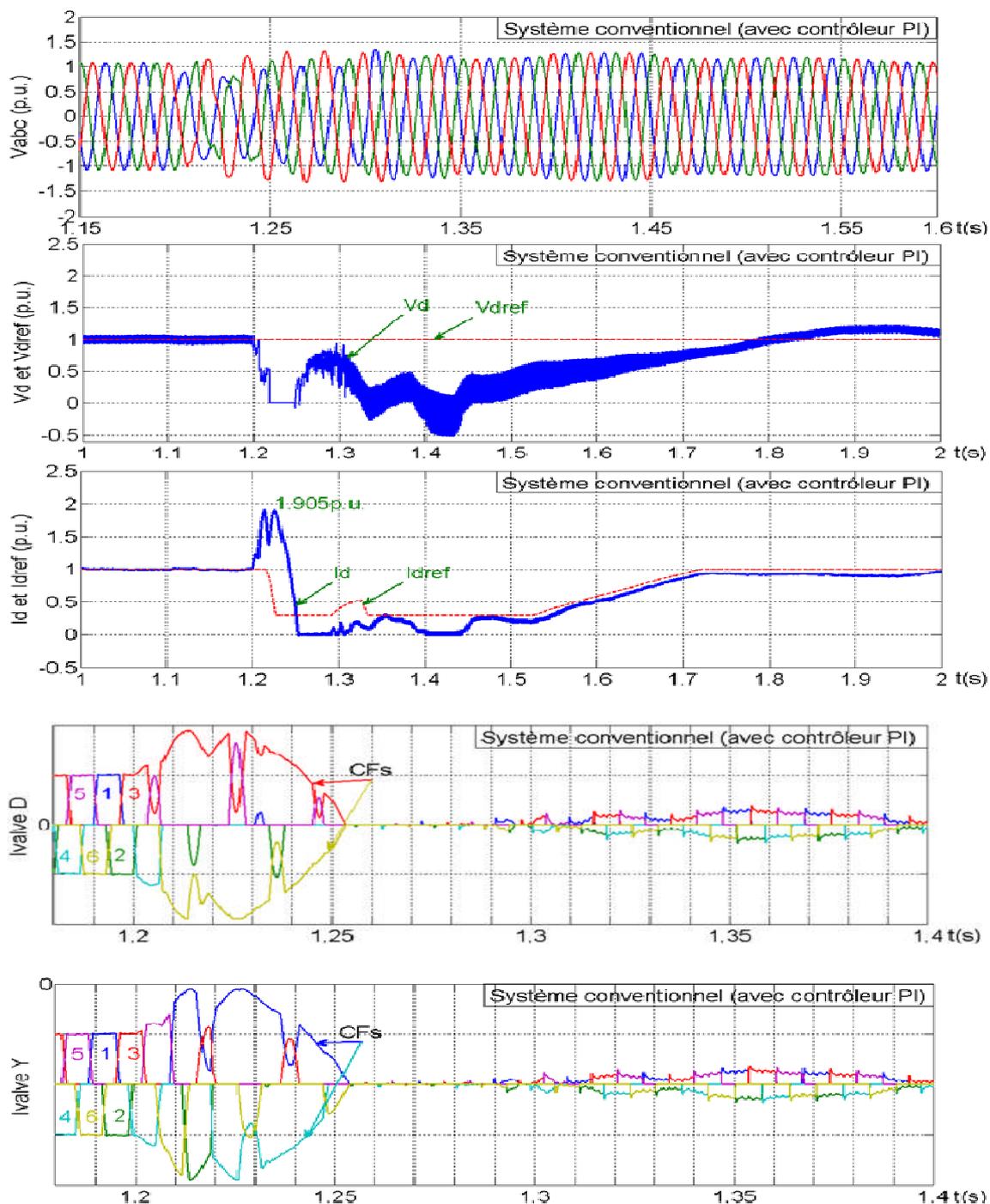
Le défaut monophasé à terre est créé dans le système AC côté onduleur à travers une résistance variée entre 0 et 110Ω et le défaut dure 100ms.

Les figures (5.7, 5.8, 5.9, 5.10) représentent les formes d'onde résultante d'un défaut monophasé à terre appliqué entre l'instant 1.2 et 1.3s dans le cas où la valeur de la résistance de rupture égale à 44Ω .

a) Système conventionnel (avec contrôleur PI)

Les résultats présentés à la figure.5.7 montrent que le court-circuit exercé entre la phase A et la mise à la terre provoque des ratés de commutation dans les deux ponts constituant l'onduleur, les ratés entre les valves 3 et 6 sur le pont D et les valves 1 et 4 sur le pont Y. En effet, on dénote à la figure.5.7 une hausse instantanée du courant DC ($\text{pic } I_d=1,905\text{p.u.}$) et une baisse rapide de la tension DC en raison de l'absence de tension de commutation, qui conduisent à l'intervention du VDCOL (Voltage Dependant Current Order Limiter), le VDCOL réduit automatiquement le point de

consigne de courant (I_{dref}) qui peut augmenter les chances que l'onduleur régule la tension continue après la fin du défaut.



**Fig.5.7 Court circuit monophasé-terre à travers une résistance $R=44\Omega$
Système conventionnel (avec contrôleur PI)**

Les particularités du défaut monophasé sont les oscillations présentes dans la tension et le courant DC. La composante de séquence inverse non-nulle, due à

l'asymétrie du système triphasé, qui est retrouvée du côté CA se traduit par des oscillations de seconde harmonique du côté CC.

Le relâchement du défaut à l'instant $t = 1.3s$ permet le rétablissement rapide de la tension et par le fait même, celui du courant sur une rampe ordonnée par le VDCOL, cette fonction permet aussi d'éviter l'évènement des ratés de commutations successifs pendant le rétablissement du système AC. La puissance nominale est obtenue dans les limites de 180 ms au rétablissement.

La faible performance de ce système lié au fait que les deux côtés de l'interconnexion redresseur et onduleur connectés à des systèmes AC faibles ($SCR=2.5$).

b) Système avec contrôleur hybride Fuzzy-PI

Le contrôleur Fuzzy-PI optimisé peut mieux inhiber les oscillations de courant et de tension DC et une réponse rapide, ce qui rend le système plus rapidement pour restaurer la stabilité et améliorer la stabilité transitoire de la performance du système HVDC.

On a une réduction considérable du temps de rétablissement après la fin du défaut à l'instant $t=1.3s$ et une diminution au niveau de dépassement de courant continue (pic $I_d=1,804p.u.$) Fig.5.8.

Mais le problème du raté de commutation est encore présent, il ya un raté entre les valves 3 et 6 sur le pont Y qui conduisent simultanément et menant à une baisse de la tension DC, et cette dernière conduit à l'augmentation de la consommation de la puissance réactive.

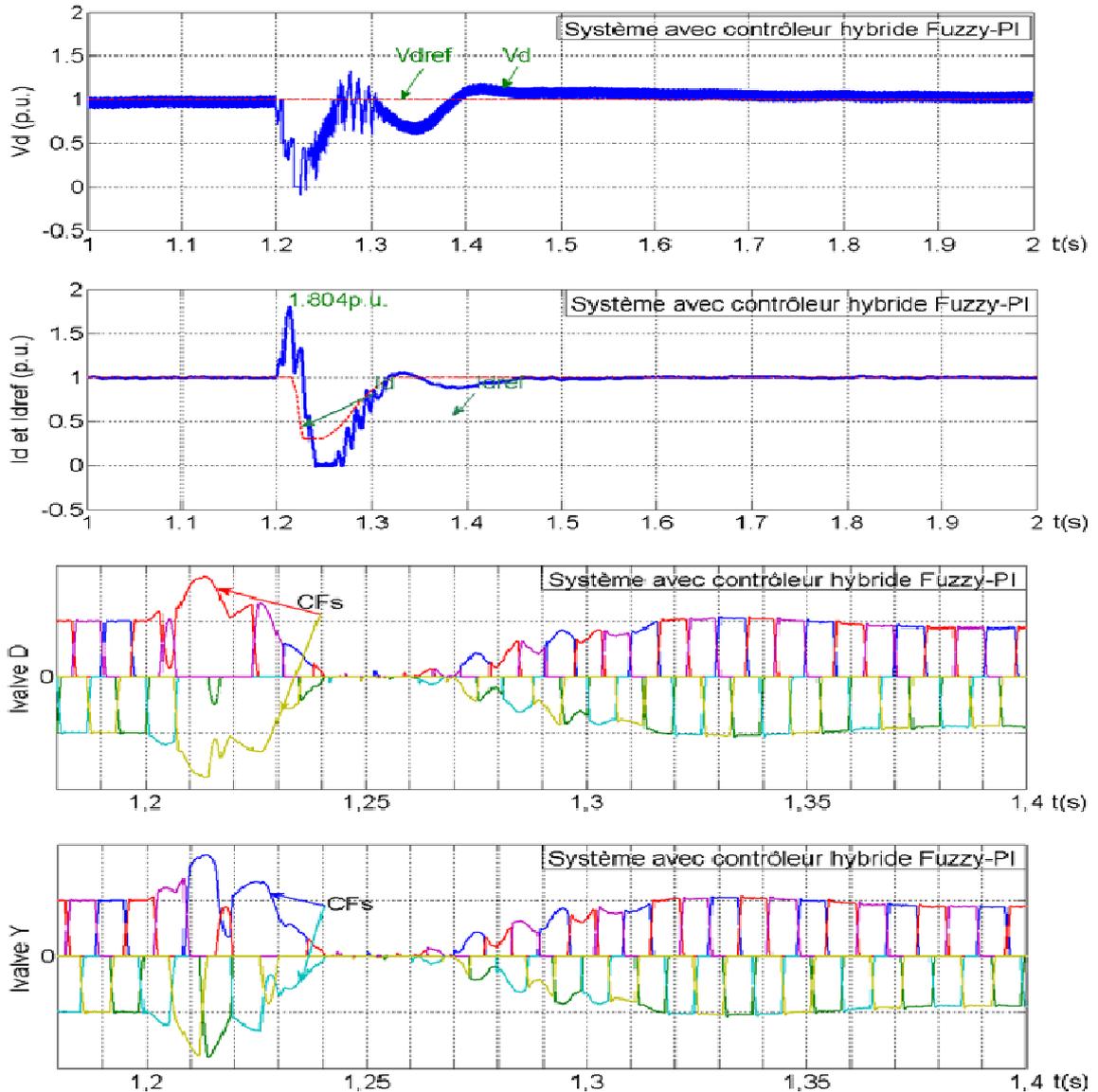


Fig.5.8 Court circuit monophasé-terre à travers une résistance $R=44\Omega$
(Système avec contrôleur hybride Fuzzy-PI)

c) Système conventionnel avec STATCOM

Avec l'ajout du STATCOM, le système réduit les oscillations et l'amplitude du courant de défaut diminue Tab.5.4, les formes d'onde résultantes sont affichées sur la Fig.5.9.

Mais les ratés de commutation continuent à apparaître, lorsque ce défaut est appliqué à $t=1,2$ s, les ratés de commutation s'accumuleront sur les deux ponts.

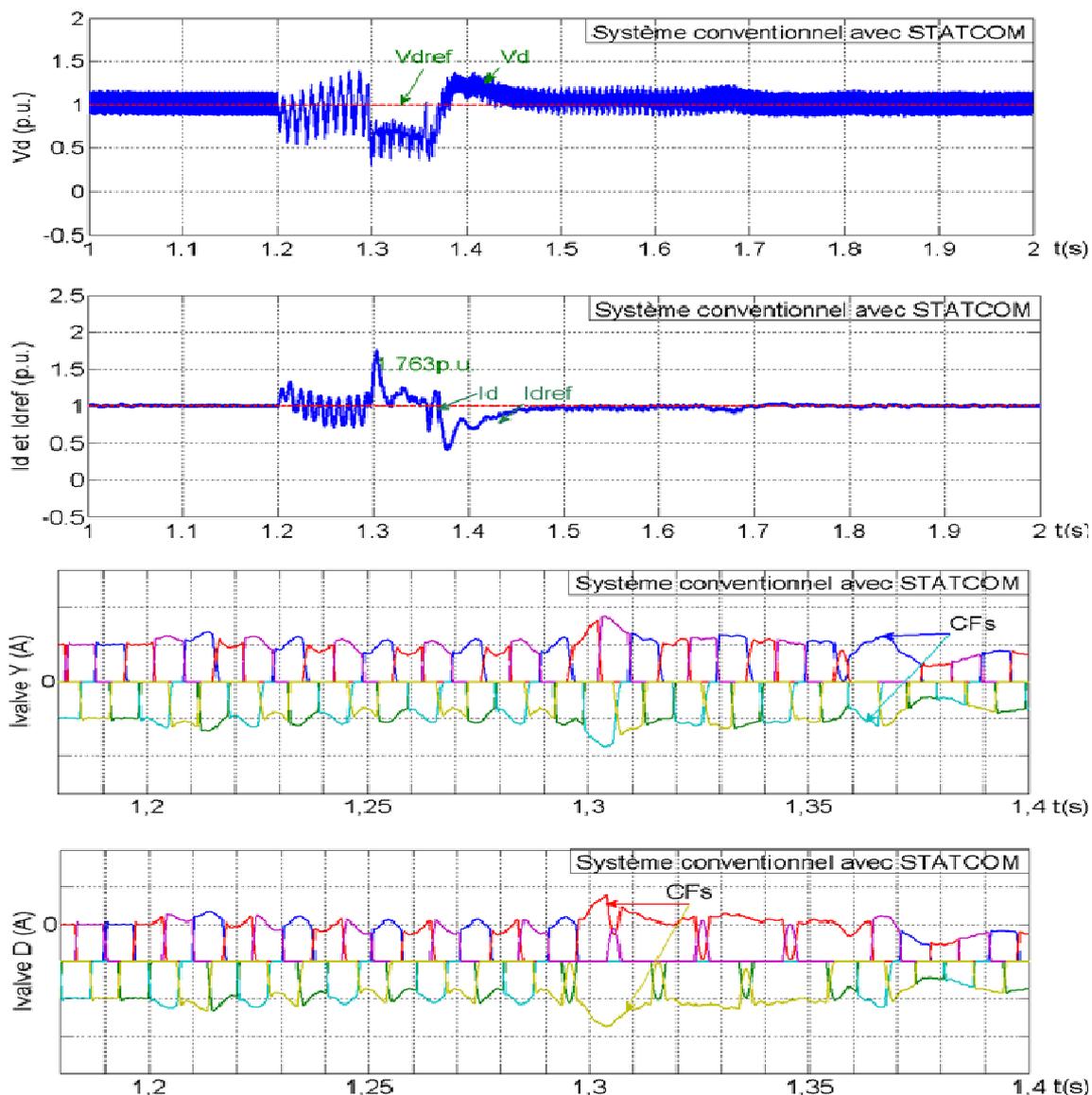


Fig.5.9 Court circuit monophasé-terre à travers une résistance $R=44\Omega$
(Système conventionnel avec STATCOM)

Et nous pouvons voir que les valves 3 et 6 (pont D) et les valves 1 et 4 (pont Y) conduisent le courant en même temps, et que chaque pont de graetz (YY / $Y\Delta$) est court-circuité du côté courant continu.

Lorsque le défaut est effacé à $t=1,3s$, la tension continue commence à augmenter, les commutations se produisent normalement et le fonctionnement normal reprend. Le système se rétablit plus rapide que le système conventionnel en environ de 0,15s après l'élimination de défaut.

d) Système avec contrôleur Fuzzy-PI et STATCOM

Le système HVDC avec contrôleur Fuzzy-PI et STATCOM donne une bonne performance transitoire en termes de pics inférieurs à 1.282 p.u par rapport aux autres cas, et le temps de rétablissement est très faible Tableau.5.4.

Nous pouvons voir que le fonctionnement normal du système de transmission DC n'est pas affecté par le défaut Fig.5.10.

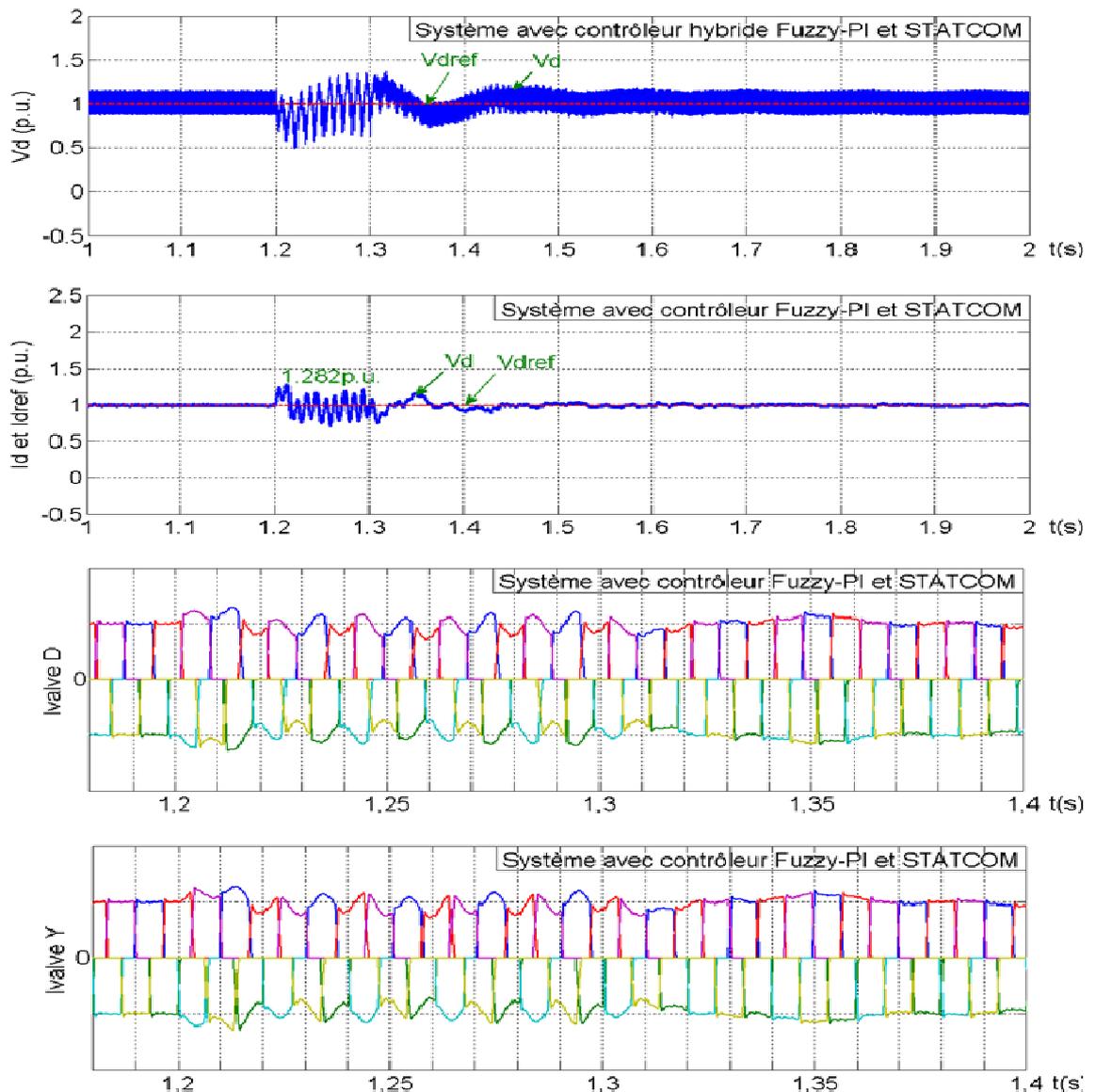


Fig.5.10 Court circuit monophasé-terre à travers une résistance $R=44\Omega$
(Système avec contrôleur Fuzzy-PI et STATCOM)

Tableau.5.4 Comparaison des performances en cas de défaut monophasée à la terre

| Dispositifs ajoutés au système HVDC | Pic de Courant (I_d) (p.u.) | Temps de rétablissement (s) |
|-------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| PI conventionnel | 1.905 | 0.441 |
| FLC | 1.804 | 0.208 |
| STATCOM | 1.763 | 0.156 |
| FLC+STATCOM | 1.282 | 0.119 |

Le tableau.5.5 résume l'apparition de raté de commutation dans les quatre systèmes pendant et après un défaut monophasé à la terre en fonction de la résistance du disjoncteur qui varie de 0 Ω à 110 Ω .

Pour le système CIGRÉ HVDC contrôlé par des contrôleurs Fuzzy-PI et renforcé par STATCOM, il convient de souligner qu'il n'y a pas de raté de commutation au-delà de 44 Ω en cas de défaut de court-circuit monophasé-terre à travers une résistance.

Tableau.5.5 L'apparition du raté de commutation dans le cas de défaut monophasé à terre

| Resistance de rupture R(Ω) | Système conventionnel PI | Système avec Fuzzy-PI | Système avec conventionnel PI STATCOM | Système avec Fuzzy-PI STATCOM |
|-------------------------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------------------------|-------------------------------|
| 110 | - | - | - | - |
| 101 | CFs | - | - | - |
| 48 | CFs | CFs | - | - |
| 44 | CFs | CFs | CFs | - |
| 0 | CFs | CFs | CFs | CFs |

V.4.2- Court-circuit triphasé à la terre côté onduleur

Pour un défaut triphasé à terre de 5 cycles, entre t=1.2s et t=1.3s avec une résistance de disjoncteur égale à 39 Ω , le système HVDC avec FLC et STATCOM

donne de bonnes performances transitoires en terme de pics qui est inférieur à 1.51p.u Fig.5.14 et une meilleure forme.

Au début de la réponse du courant I_d , il est noté que le FLC influence sur les performances du système qui apparaissent dans la bonne forme et dans le temps de faible pic de tension et courant Fig.5.11, Tab.5.6.

Le FLC peut mieux supporter les oscillations du courant et conduit à une réponse rapide, ce qui restaure plus rapidement la stabilité du système. Le temps de rétablissement après le défaut est très faible dans les cas où le FLC est appliqué. Mais le problème du raté de commutation est encore présent, il ya un raté entre les valves 3 et 6 sur le pont Y qui conduisent simultanément et mènent à une baisse de la tension DC, et cette dernière conduit à l'augmentation de la consommation de puissance réactive.

Après avoir connecté le STATCOM en mode compensation d'énergie réactive, on à une bonne forme d'onde du système HVDC par rapport aux autres cas Fig.5.14, dans ce cas, pas de raté de commutation et la valeur de pic égale 1.515 p.u est inférieure au cas où le STATCOM n'est pas connecté (sur la figure.5.11, le pic est de 1,978 p.u.). Ceci est expliqué comme une performance plus stable. La faible valeur du temps de rétablissement est dans ce dernier cas (tableau 5.6).

Table.5.6 Comparaison des performances dans le cas de défaut triphasé à la terre

| Dispositifs ajoutés au système HVDC | Pic de Courant (I_d) (p.u.) | Le temps de récupération(s) |
|--|---|--|
| PI conventionnel | 2.582 | 0.354 |
| FLC | 1.978 | 0.229 |
| STATCOM | 1.857 | 0.600 |
| FLC+STATCOM | 1.515 | 0.273 |

a) Système conventionnel (avec contrôleur PI)

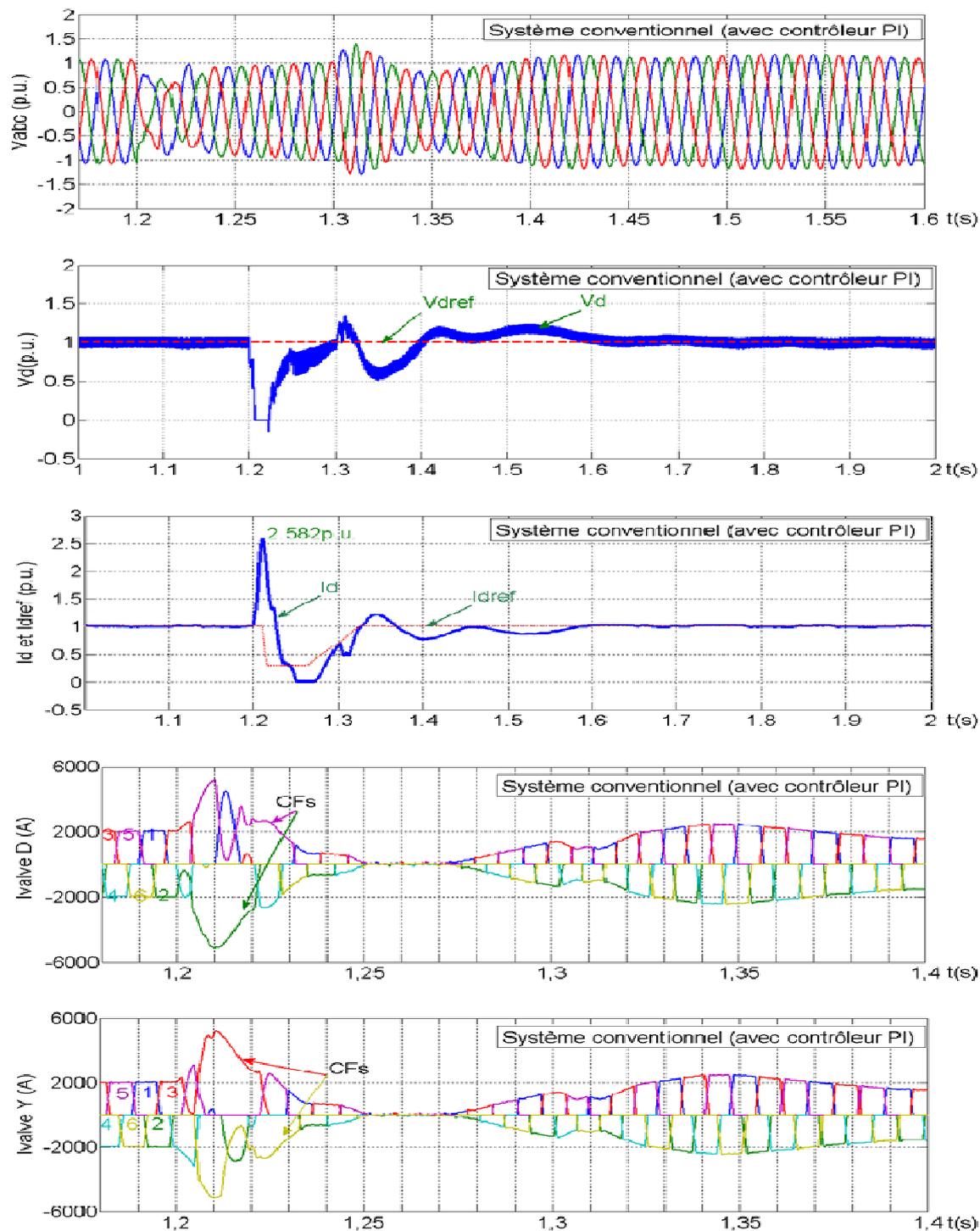


Fig.5.11 Court circuit triphasé-terre à travers une résistance $R=39\Omega$
Système conventionnel (avec contrôleur PI)

b) Système avec contrôleur hybride Fuzzy-PI

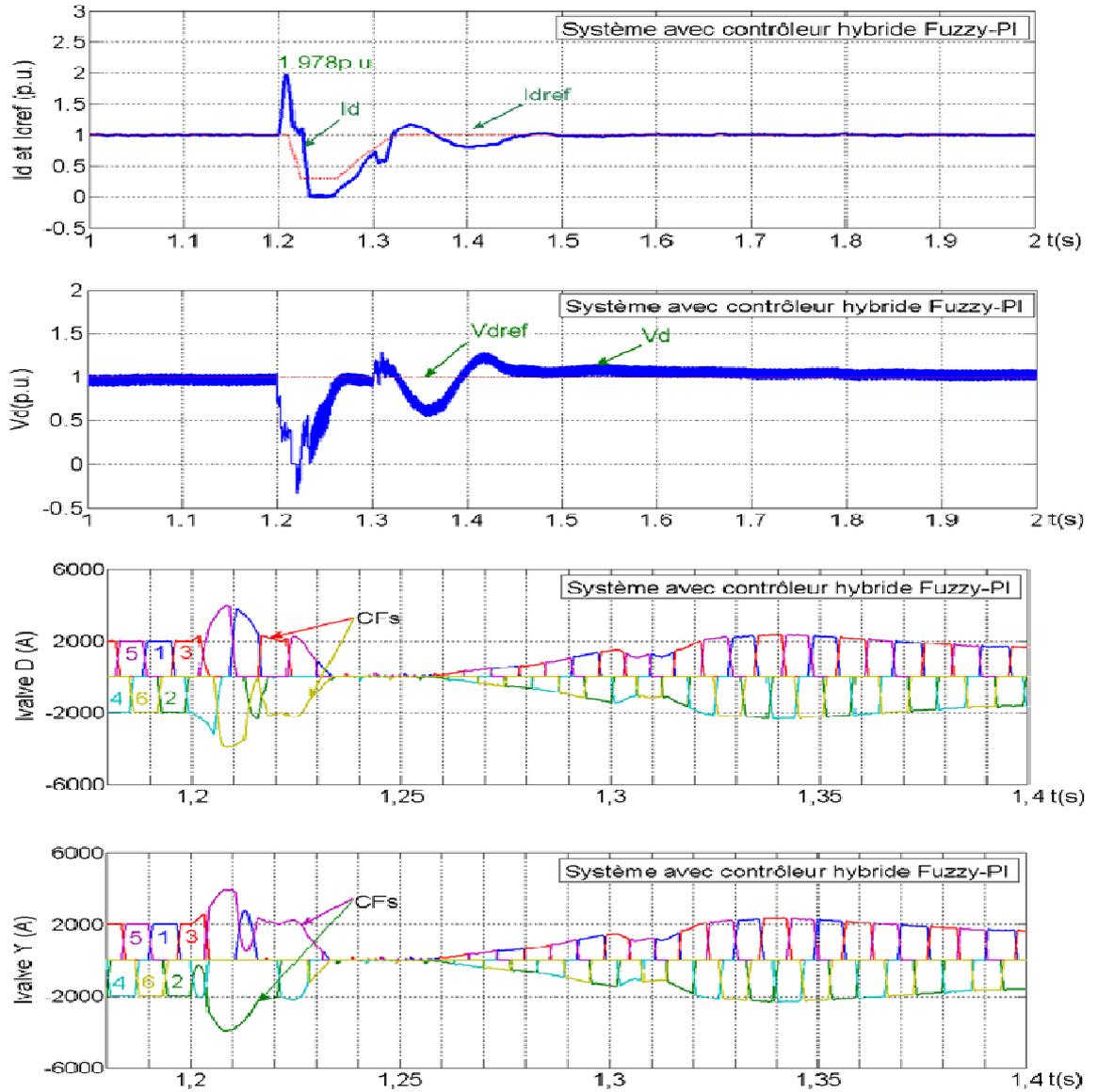


Fig.5.12 Court circuit triphasé-terre à travers une résistance $R=39\Omega$
Système avec contrôleur hybride Fuzzy-PI

c) Système conventionnel avec STATCOM

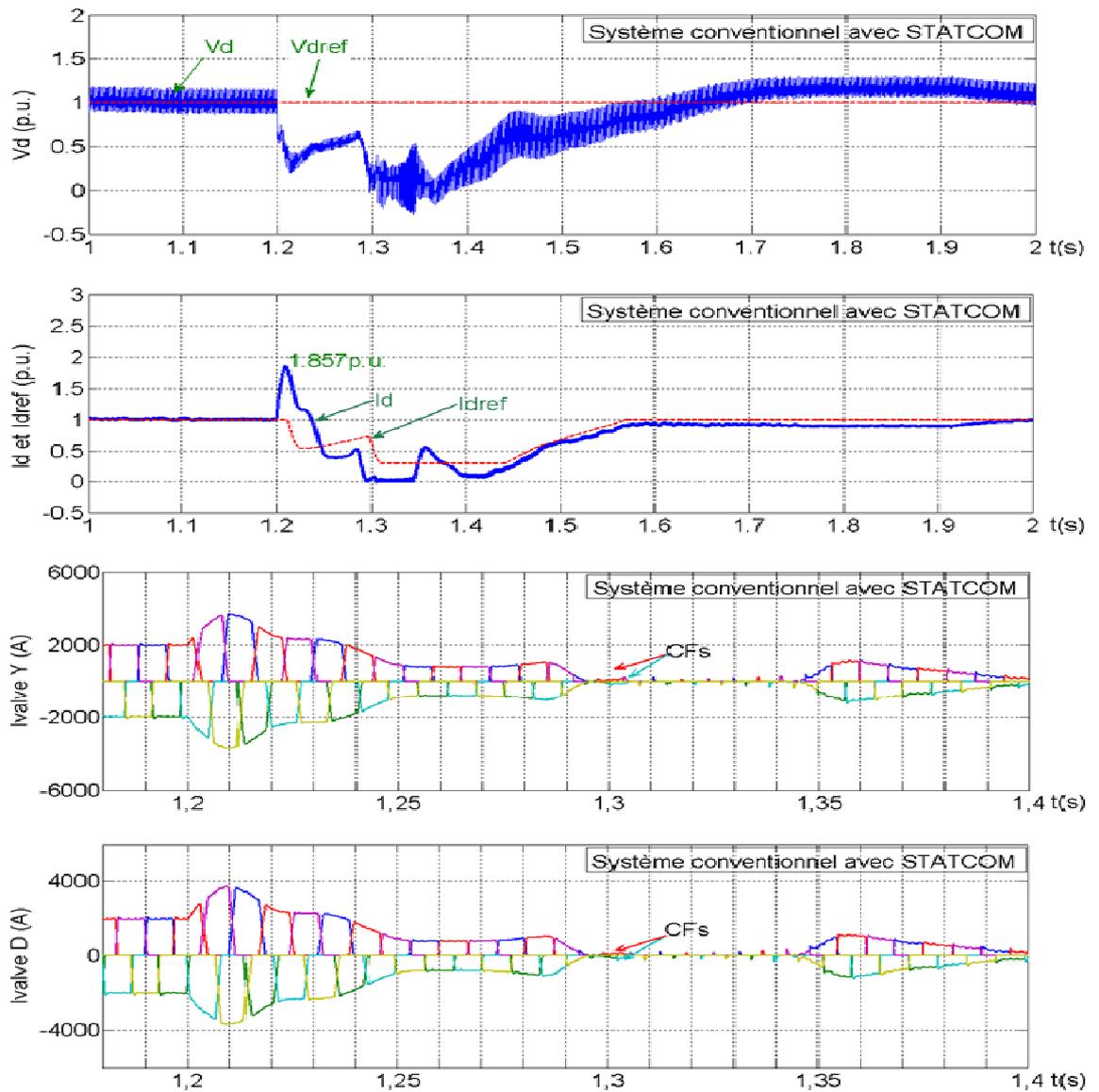


Fig.5.13 Court circuit triphasé-terre à travers une résistance $R=39\Omega$
Système conventionnel avec STATCOM

d) Système avec contrôleur Fuzzy-PI et STATCOM

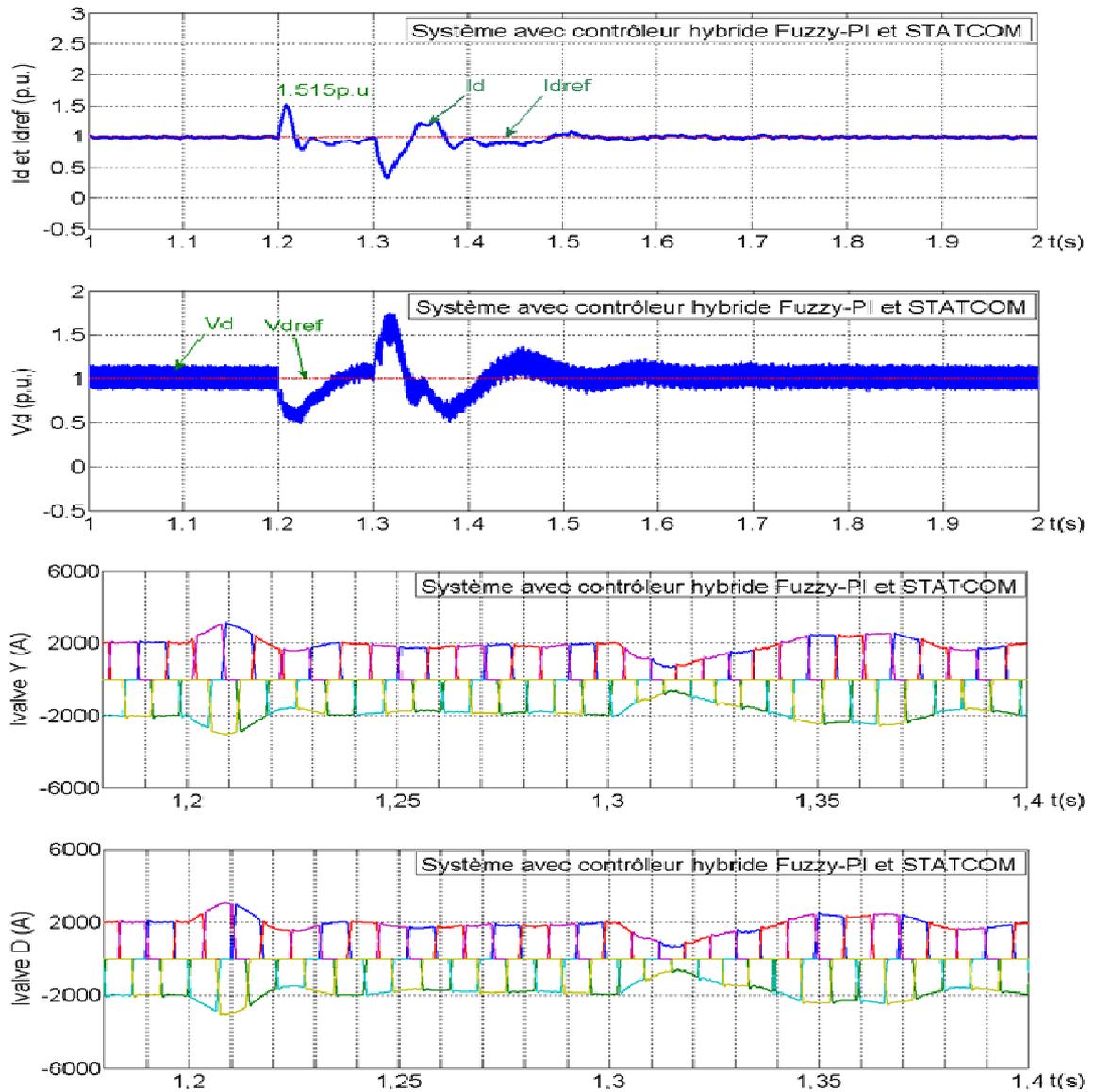


Fig.5.14 Court circuit triphasé-terre à travers une résistance $R=39\Omega$
Système avec contrôleur Fuzzy-PI et STATCOM

Le Tableau 7 résume l'apparition de raté de commutation dans les quatre systèmes pendant et après un défaut triphasé à la terre en fonction de la résistance du disjoncteur qui varie de 0Ω à 92Ω .

Table.7 L'apparition de raté de commutation dans le cas de défaut triphasé à terre

| Resistance de rupture R(Ω) | Système conventionnel PI | Système avec Fuzzy-PI | Système avec conventionnel PI STATCOM | Système avec Fuzzy-PI STATCOM |
|---|---------------------------------|------------------------------|--|--------------------------------------|
| 92 | - | - | - | - |
| 84 | CFs | - | - | - |
| 44 | CFs | CFs | - | - |
| 39 | CFs | CFs | CFs | - |
| 0 | CFs | CFs | CFs | CFs |

Dans le système HVDC avec les contrôleurs Fuzzy-PI et renforcé par le dispositif STATCOM, alors que si la résistance est supérieure à 39Ω ; il n'y a pas eu de raté de commutation.

V.5- Conclusion

Des performances dynamiques au cours de divers défauts ont été démontrées par simulation et ont montré que le système de contrôle proposé amène le système HVDC à faible SCR fonctionne de manière semblable au système fort, il peut réduire considérablement le temps de rétablissement de puissance nominale transitée, et réduit les oscillations transitoires et les risques des ratés de commutation par rapport au système conventionnel.

Conclusion générale

Les liaisons HVDC semblent être une solution bénéfique du point de vue technico-économique surtout pour les interconnexions entre différents réseaux. Le nombre de liaisons HVDC ne cesse pas d'augmenter dans le monde. L'intérêt de ces liaisons vient des avantages économiques majeurs de celles-ci par rapport aux technologies en courant alternatif sur des longues distances, les liaisons souterraines, ...etc. Et parfois pour résoudre des contraintes environnementales.

L'étude des interactions entre la liaison HVDC et les réseaux alternatifs adjacents est une étape très importante et doit se faire pendant la phase de la conception du contrôle/commande des stations de conversion afin d'avoir toujours un amortissement total positif pour toute la région de fréquence d'exploitation, et donc d'éliminer tout risque pour les systèmes de transmissions.

On a utilisé le logiciel Matlab/Simulink pour effectuer des simulations du modèle de la liaison HVDC, afin d'obtenir des réponses suite à des défauts de court circuit. Lorsque le rapport de court-circuit SCR est plus élevé, les niveaux de surtensions ou les hausses de courant causées par les défauts sont plus faibles, et le rétablissement du système en régime dynamique après le défaut est plus rapide.

Pour un système fort, l'interaction entre le système DC et les systèmes alternatifs adjacents AC sont limités et facilement maîtrisables. Par contre, si le système est faible, il traduit une forte interdépendance de la liaison et du réseau alternatif. Alors que des dispositions très spécifiques doivent être étudiées et mises en œuvre.

Dans ce travail, nous avons proposé une méthode pour améliorer le système HVDC connecté à des réseaux alternatifs faibles. La méthode proposée implique le renforcement du système HVDC avec une logique floue et un dispositif STATCOM.

Le STATCOM connecté au côté onduleur du système HVDC classique fournit un support dynamique de la puissance réactive et le contrôleur à base de la logique floue est intégré pour améliorer le contrôle du système HVDC. Les performances dynamiques lors de divers défauts monophasés et triphasés côté onduleur ont été démontrées par simulation et ont donné des réponses satisfaisantes.

Pendant le défaut, une certaine oscillation apparaît sur les tensions et sur les courants, mais le système se stabilise rapidement après la disparition du défaut; le système proposé réduit considérablement les risques des ratés de commutation par rapport au système conventionnel.

À la lumière des résultats que nous avons obtenus dans cette thèse, nous recommandons pour les futurs travaux d'intégrer les propositions citées ci-dessous :

- Les avantages de la coordination entre STATCOM et HVDC présentés dans cette thèse conduisent à des stratégies d'intégration des différents dispositifs FACTS dans le système HVDC.
- On peut développer le contrôleur FLC par l'amélioration de la méthode principale qui est la logique floue, ou bien en s'appuyant sur une autre méthode de l'intelligence artificielle, comme les réseaux de neurones, qui montrent leur fiabilité dans les systèmes non linéaire.

Références bibliographiques

- [1] Teyssedre, G.; et Notingher, P. (2013). Performance of Materials used for HVDC Cables, Jicable-HVDC'13 - European Seminar on Materials for HVDC cables and accessories, Perpignan, France.
- [2] Tiku, D. (2014). DC Power Transmission: Mercury-Arc to Thyristor HVdC Valves [History], IEEE Power and Energy Magazine, vol. 12, no. 2, pp. 76–96.
- [3] Worzyk, T. (2007). 100 years of high voltage DC links, Modern power systems, vol. 27, no. 11, pp. 21-24.
- [4] Vu, T. T. N. (2014). Étude des phénomènes de charges d'espace dans des matériaux de câbles et câbles modèles destinés à des applications au transport d'énergie en Haute Tension Continue (HVDC), thèse de doctorat, université de Toulouse.
- [5] Carbonnier, G. ; et Grinevald, J. (2011). Energie et développement, Int. Dev. Policy, no. 2, pp. 9–28.
- [6] Daniélo, O. (2012). Le HVDC : une revanche posthume pour Edison, Techniques de l'Ingénieur, Article 78737, pp.1-4.
- [7] Liu, R. (2013). Long-distance DC Electrical Power Transmission, IEEE Electr, Insul, Mag, vol. 29, no. 5, pp. 37–46.
- [8] Long, W.; et Nilsson, S. (2007). HVDC transmission: Yesterday and Today, IEEE Power Energy Mag, vol.5, no.2, pp. 22–31.
- [9] Peake, O. (2010). The History of High Voltage Direct Current Transmission, Australian Journal of Multidisciplinary Engineering, vol. 8, no. 1, pp. 47-55.
- [10] Heyman, O.; Weimers, L.; et Bohl, M.L. (2010). HVDC – A key solution in future transmission systems, Proc. World Energy Congress, Montreal, pp. 1-16, Sept. 12-16.
- [11] Graham, J.; Kumar, A. et Biledt, G. (2005). HVDC Power Transmission for Remote Hydroelectric Plants, CIGRE SC B4 Colloquium, Bangalore (India), pp. 1–14.
- [12] Tharani, K.; Gupta, A.; et Gupta, A. 2013. An Overview to HVDC links in India. Department Of Electrical And Electronics Engineering, Bharati Vidyapeeth's College Of Engineering, New Delhi.
- [13] 2012. HVDC – High Voltage Direct Current Transmission, Published by Siemens AG Energy Sector, Erlangen, pp. 1-46.
- [14] Zidi S.A. (2005). Contribution à l'étude des réseaux de transport d'énergie électrique à courant continu haute tension (CCHT) en régime dynamique, thèse de doctorat d'état en électrotechnique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès.
- [15] de Toledo, P.F. (2003). Feasibility of HVDC for city infeed, Thèse de licence, Department of Electrical Engineering, Stockholm, Sweden.
- [16] Wang, H. (2014). The Protection of Transmission Networks Containing AC and DC Circuits, thèse de doctorat, University of Bath (UK), Department of Electronic and Electrical Engineering

-
- [17] Benhalima, S. (2012). La Conception, la Modélisation et la Simulation du système VSC-HVDC offshore, thèse de doctorat, Ecole de technologie supérieure, Montréal.
- [18] Kalair, A. ; Abas, N.; et Khan, N. (2016). Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 59, 1653-1675
- [19] Tirupati R, A.; Ramana, P.; Kanata Rao, P. (2014). Modelling of CIGRE HVDC Benchmark System in MATLAB/ SIMULINK, *International Journal of education and applied research (IJEAR)*, Vol 4, Issue spl-1
- [20] Ramadan, M.; Saad, H. (2012). Non-linear control and stabilization of VSC-HVDC transmission systems, Thèse de doctorat. Paris 11, France.
- [21] Zhao, K.; Li, G.; Wang, B.; et Zhou, M. (2011). Grid-connected topology of PMSG wind power system based on VSC-HVDC, In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on*, pp. 297-302, IEEE.
- [22] Wyckmans, M. (2003). Innovation in the Market: HVDC Light, the new technology. In *Distribution, 7th International Energy Transmission & Distribution Conference & Exhibition*, p. 569, Waldron Smith Management.
- [23] Ruan, S. Y.; Li, G.J.; Jiao, X.H.; Sun, Y.Z.; et Lie, T.T. (2007). Adaptive control design for VSC-HVDC systems based on backstepping method, *Electric Power Systems Research*, 77(5-6):559–565.
- [24] Ellithy.K. ; et Al-Naamany. A. (2000). A hybrid neuro-fuzzy static var compensator stabilizer for power system damping improvement in the presence of load parameters uncertainty, *Electric Power Systems Research*, 56(3):211–223.
- [25] Pandey.R.K.; et Ghosh.A. (2009). Design of self-tuning controllers for a two terminal HVDC link, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 31(8):389–395.
- [26] Li, H. ; Liu, C. ; Li, G. ; et Iravani, R. (2017). An Enhanced DC Voltage Droop-Control for the VSC--HVDC Grid, *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2), 1520-1527.
- [27] D'eustachiod, F. (2013). Les enjeux des systèmes HVDC dans les réseaux de transport d'électricité, Mémoire présenté en vue d'obtenir UE, Information et communication pour l'ingénieur, conservatoire national des arts et métiers, Grenoble, France.
- [28] Kim, C. K.; Sood, V. K.; Jang, G. S.; Lim, S. J.; et Lee, S. J. (2009). HVDC transmission: power conversion applications in power systems, John Wiley & Sons.
- [29] Rahimi, E. (2011). Voltage interactions and commutation failure phenomena in multi-infeed HVDC systems, thèse de doctorat, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Manitoba, Canada.
- [30] Hammer, W. (2003). Dynamic modelling of line and capacitor commutated converters for HVDC power transmission, thèse de doctorat, Swiss Federal Institute of Technology.

- [31] Kundur, P.; Balu, N. J.; et Lauby, M. G. (1994). Power system stability and control, Vol. 7, New York: McGraw-hill.
- [32] Elrayyah, A. (2013). Modeling and control of microgrid-connected photovoltaic sources (MCPV), The University of Akron, USA
- [33] Thio, C.V.; Davies, J.B.; et Kent, K.L. (1996). Commutation Failures in HVDC Transmission Systems, IEEE Transactions on Power Delivery 11(2), 946-957.
- [34] Hadjeri. S. (2003). Etat de l'art dans le domaine du transport en courant continu a haute tension (CCHT) : modélisation, performance et simulation, Thèse de doctorat d'état en électrotechnique, Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbés.
- [35] Brillon, D. (1994). Étude par simulation des systèmes de transport d'énergie en courant continu à haute tension, Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières.
- [36] Khatir, M.; Zidi, S.A.; Fellah, M.K.; Hadjeri, S.; et Flitti, M. (2012). The Impact Study of a STATCOM on Commutation Failures in an HVDC Inverter Feeding a Weak AC System, Journal of Electrical Engineering, 63(2), 95-102.
- [37] Zidi.S.A.; Hadjeri.S.; Fellah.M.K. (2005). Dynamic Performance of an HVDC Link, revue roumaine des sciences techniques série électrotechnique et énergétique, vol. 51, no 2, p. 199.
- [38] Paquin, J.N. (2007). Réalisation d'un modèle d'interconnexion CCHT sous EMTP-RV, Thèse de doctorat, École de technologie supérieure, Université du Québec, Canada.
- [39] HADJERIS. ; ZIDI S.A. ; FELLAH M.K. ; .TRAN K. (2000), Etude de la performance d'une liaison à courant continu (CCHT) suite à des perturbations, CIMASI 2000, Troisième Conférence Internationale sur les mathématiques appliquées et les sciences de l'ingénieur, Casablanca, Maroc.
- [40] Sood, V. K. (2006). HVDC et FACTS controllers: applications of static converters in power systems. Springer Science & Business Media.
- [41] Khatir.M. (2006). Comportement d'une liaison à courant continue haute tension (CCHT) en régime de défaut, thèse de Magister en électrotechnique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, Algérie.
- [42] Woodford, D. A. (1998). HVDC Transmission, Manitoba HVDC Research Centre, Canada, 400-1619.
- [43] Kherfane, S. (2010). Comportement des liaisons CCHT pour différents rapports de court-circuit, thèse de Magister en électrotechnique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, Algérie.
- [44] Le Du, A. ; et Adam, P. (1992). Transport d'énergie en courant continu à haute tension, Techniques de l'ingénieur, Génie électrique, 10(D4760), D4760-1.
- [45] Laughton, M. A.; et Say, M. G. (Eds.). (2013). Electrical engineer's reference book, Elsevier.

-
- [46] Thallam, R. S. (1992). Review of the design and performance features of HVDC systems connected to low short circuit ratio AC systems, *IEEE transactions on power delivery*, 7(4), 2065-2073.
- [47] Arrillaga, J.; et Arrillaga, J. (1998). High voltage direct current transmission (No. 29). Iet.
- [48] Krishayya, P. C. S.; Adapa, R., et Holm, M. (1997). IEEE guide for planning DC links terminating at AC locations having low short-circuit capacities, part I: AC/DC system interaction phenomena, *IEEE Std. France: CIGRE*.
- [49] Bertil, Ä. (1996). HVDC 2000. Une nouvelle génération d'installations CCHT, *Revue ABB* 3/1995.
- [50] Sadek, K.; Christl, N.; et Lutzberger, P. (1992). AC/DC Harmonic Interaction in HVDC Systems, *Harmonics in Power Systems, ICHPS V International Conference on* (pp. 196-201), IEEE.
- [51] Sadek, K.; et Pereira, M. (1999). Harmonic transfer in HVDC systems under unbalanced conditions, *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(4), 1394-1399
- [52] Kaul, N.; et Mathur, R. M. (1990). Solution to the problem of low order harmonic resonance from HVDC converters, *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(4), 1160-1167
- [53] Sato, N.; Honjo, N.; Yamaji, K.; Yoshino, T.; et Arai, J. (1997). HVDC converter control for fast power recovery after AC system fault, *IEEE transactions on power delivery*, 12(3), 1319-1326
- [54] Senthil, J.; et Padiyar, K. R. (1990). A simulator study of recovery of HVDC links following AC system faults. In *ACE'90, Proceedings of XVI Annual Convention and Exhibition of the IEEE in India*, (pp. 45-49), IEEE.
- [55] Nayak, O. B.; Gole, A. M.; Chapman, D. G.; et Davies, J. B. (1994). Dynamic performance of static and synchronous compensators at an HVDC inverter bus in a very weak AC system, *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(3), 1350-1358
- [56] M. Benghanem. (2006). Etude et Commande Numérique d'un STATCOM à base d'onduleurs Multi-niveaux, Thèse de Doctorat, USTOMB Oran, Algérie.
- [57] Fornani, F.; Procopio, R.; et Bollen, H.G. (2005). SSC Compensation Capability of Unbalanced Voltage Sags, *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol 20, N_03, pp 2030-2037.
- [58] Acha, E., Agelidis, V., Anaya, O., & Miller, T. J. E. (2001). *Power electronic control in electrical systems*, Elsevier.
- [59] Teninge, A. (2009). Participation aux services système de parcs éoliens mixtes: application en milieu insulaire, Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, France.
- [60] Shahraki, E. G. (2003). Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques, Thèse de Doctorat, Université de Henri Poincaré, Nancy-I, France.

-
- [61] Jiang, X. (2007). Operating modes and their regulations of voltage-sourced converter based FACTS controllers, PhD thesis Rensselaer Polytechnic Institute Troy, New York, USA.
- [62] Kouadri, B. (2008). Amélioration du comportement des Réseaux d'énergie en Régime Transitoire par Convertisseurs Statiques, Thèse de doctorat de l'université USTOMB D'Oran, Algérie.
- [63] Belacheheb, K. (2000). Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, l'UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport, Doctoral dissertation, Nancy, France.
- [64] Zhang, X. P.; Rehtanz, C.; et Pal, B. (2012). Flexible AC transmission systems: modelling and control, Springer Science & Business Media.
- [65] Passelergue, J. C. (1998). Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques, Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
- [66] Catz, E. (2006). Evolutions techniques du système de transport et de distribution d'électricité, AREVA T & D, Saint Priest Cedex, France.
- [67] Gyugyi, L. (1987). Fundamentals of thyristor-controlled static var compensators in electric power system applications, IEEE Special Publication 87TH0187-5-PWR, Application of Static Var Systems for System Dynamic Performance, 8-27.
- [68] Uzunovic, E. (2001). EMTP, transient stability and power flow models and controls of VSC based FACTS controllers.
- [69] Sedaghati, R. (2015). Providing Additional Advantages for STATCOM in Power Systems by Integration of Energy Storage Device, World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering, 9(9), 1044-1048
- [70] Petitclair, P. (1997). Modélisation et commande de structures FACTS. Application au STATCOM, Thèse de doctorat, INP Grenoble, France.
- [71] Mubeen, S. E.; Nema, R. K.; et Agnihotri, G. (2008). Power flow control with UPFC in power transmission system, World academy of science, Engineering and Technology, 47, 338-342
- [72] Amari, A. (2010). Application d'un STATCOM à la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux électriques, thèse de Magister en électrotechnique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, Algérie.
- [73] Zadeh, L. A. (1965). Fuzzy sets. Information and control, 8(3), 338-353
- [74] Robyns, B. ; Berthereau, F.; Hautier, J. P.; et Buyse, H. (2000). A fuzzy-logic-based multimodel field orientation in an indirect FOC of an induction motor, IEEE Transactions on Industrial Electronics, 47(2), 380-388
- [75] Leclercq, L. ; Robyns, B. ; et Grave, J. M. (2003). Control based on fuzzy logic of a flywheel energy storage system associated with wind and diesel generators. Mathematics and Computers in Simulation, Elsevier, 63(3-5), 271-280.

-
- [76] Rubaai, A., & Ofoli, A. R. (2004). Multilayer fuzzy controller for control of power networks, *IEEE transactions on industry applications*, 40(6), 1521-1528.
- [77] Faucher, J. (2006). Les plans d'expériences pour le réglage de commandes à base de logique floue, Thèse de docteur de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, Toulouse, France.
- [78] Lee, C. C. (1990). Fuzzy logic in control systems: fuzzy logic controller, part I, *IEEE Transactions on systems, man, and cybernetics*, 20(2), 404-418.
- [79] Hellal, M. A. (2008). Commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique, Thèse de Doctorat, USTHB d'Oran, Algérie.
- [80] Djeghèoud, H. (2007). Filtrage actif de puissance, Thèse de Doctorat, Université Mentouri Constantine, Algérie.
- [81] Jager, R. (1995). Fuzzy logic in control, Thèse de Doctorat, Université de technologie de Delft, Pays-Bas.
- [82] Kaufmann, A. (1992). Introduction à la logique floue, *Technique de l'ingénieur, Traité informatique industrielle*, R7032.
- [83] Cirstea, M.; Dinu, A.; McCormick, M.; et Khor, J. G. (2002). *Neural and fuzzy logic control of drives and power systems*, Elsevier
- [84] Amari, A.;Hadjeri, S.; Khatir, M.; et Kherfane, S. (2018). A Novel Method to Mitigate Commutation Failures in LCC-HVDC System Connected to a Weak AC Network, *Journal of Engineering Science and Technology (JESTEC)*, 14(1), 193-206.

Résumé :

Les perturbations d'un réseau alternatif peuvent affecter le fonctionnement de n'importe quel convertisseur connecté, alors qu'un dysfonctionnement d'un petit convertisseur a le plus souvent, un effet négligeable sur le réseau CA. Cependant, il n'est pas rare pour une liaison à courant continu **HVDC** d'alimenter en grande proportion la charge que constitue le système alternatif de sorte que la perte de sa puissance active et les variations associées de la puissance réactive peuvent avoir un effet considérable sur le système.

L'interaction entre les systèmes CA et CC devient plus prononcée lorsque l'impédance du système CA, vue des bornes terminales CA du convertisseur, est augmentée pour une puissance continue particulière. Il s'ensuit que même une liaison à courant continu, relativement faible, reliée à un point du système ayant une grande impédance (puissance de court-circuit faible) peut avoir un effet considérable sur le réseau local CA, même si ce dernier fait partie d'un grand système CA.

Une grandeur significative, souvent utilisée pour caractériser le degré d'interaction entre une liaison HVDC et le réseau alternatif adjacent, est le **rapport de court-circuit (SCR)**. Ce rapport est défini comme le quotient de la puissance de court-circuit du réseau au point de raccordement de la station au réseau alternatif à la puissance nominale des convertisseurs.

Dans le cas des systèmes à faible **SCR**, les changements dans le réseau CA ou dans la puissance transmise continue, peuvent conduire à de grandes oscillations de la tension et ont besoin de stratégies spéciales de contrôle. Le contrôle dynamique de la puissance réactive au nœud proche de la liaison **HVDC** par certains types de contrôleurs de puissance réactive à base d'électronique de puissance, tel qu'un compensateur synchrone statique (**STATCOM**) peut s'avérer nécessaire.

Le sujet proposé a pour objectif de mettre en évidence la possibilité d'alimenter un réseau alternatif à faible **SCR** à travers des liaisons **HVDC**. Le contrôle dynamique de la puissance réactive au nœud AC/DC est assuré par un dispositif **STATCOM** connecté du côté onduleur.

Abstract:

The disturbances of an alternative network can affect the functioning of any linked converter, while a dysfunction of a small converter has most often, a negligible effect on the AC network. . However, it is not rare for a link with direct current **HVDC** to provide a large proportion of the charge which constitutes the alternative system so that the loss of its active power and the associated variations in the reactive power can have a considerable effect on the system.

The interaction between AC and DC systems becomes more distinct when the impedance of the AC system, viewed from the converter's AC terminal borders r , is increased for a particular continuous power. As a result, even a relatively low DC link connected to a point in the system with high impedance (low short circuit power) can have a considerable effect on the local area network, even if it is part of the network of a large AC system.

A significant parameter, often used to characterize the degree of interaction between an HVDC link and the adjacent alternative network, is the **short-circuit ratio (SCR)**. This ratio

is defined as the quotient of the short-circuit power of the network at the point of connection of the station to the alternative network at the nominal power of the converters.

In the case of low **SCR** systems, changes in the AC network or in continuous transmitted power, can lead to large voltage oscillations and need special control strategies. Dynamic control of reactive power at the near-HVDC link node by certain types of reactive power controllers based on power electronics, such as a static synchronous compensator (**STATCOM**) may be necessary.

The aim of the proposed subject is to highlight the possibility of feeding a very low alternative network through **HVDC** links. Dynamic control of reactive power at the AC/DC node is provided by a **STATCOM** device linked on the inverter side.

The subject proposed aims to highlight the possibility of supplying a weak alternative network through HVDC links. Dynamic control of reactive power at the AC/DC node is provided by a STATCOM device connected to the inverter side.

الملخص

يمكن أن تؤثر اضطرابات الشبكة المتناوبة على تشغيل أي محول متصل ، في حين أن عطل محول صغير ، غالباً ما يكون له تأثير ضئيل على شبكة AC. ومع ذلك فإنه ليس من النادر لوصلة HVDC تزويد قطاع كبير من الحمل الذي يشكل نظام AC بحيث فقدان الطاقة الفعالة والتغيرات المرتبطة بالطاقة التفاعلية يمكن أن يكون لها تأثير كبير على النظام. يصبح التفاعل بين أنظمة AC و DC أكثر وضوحاً عند زيادة ممانعة نظام التيار المتردد و ترتفع من أجل طاقة تيار مستمر معينة. ويترتب على ذلك حتى على وصلة التيار المستمر الضعيفة نسبياً، متصلة مع نظام له ممانعة عالية (طاقة قصر الدارة منخفضة) حيث يمكن أن يكون لها تأثير كبير على الشبكة CA المجاورة ، حتى ولو كانت جزء من نظام AC كبير.

عبارة رمزية، غالباً ما تستخدم لتمييز درجة التفاعل بين وصلة HVDC وشبكة AC المجاورة، وهي نسبة دائرة القصر (SCR). تُعرّف هذه النسبة بأنها حاصل قدرة الدارة القصيرة في الشبكة عند نقطة اتصال المحطة DC بشبكة AC على القدرة الاسمية للمحولات.

في حالة أنظمة ذات SCR منخفض ، يمكن أن تؤدي التغيرات في شبكة AC أو الطاقة المنقولة بالتيار المستمر إلى تذبذبات كبيرة في الجهد وتتطلب استراتيجيات تحكم خاصة. لذا قد تكون هناك حاجة إلى التحكم الديناميكي في الاستطاعة التفاعلية في العقدة القريبة من وصلة HVDC بواسطة أنواع معينة من وحدات التحكم في الطاقة التفاعلية المستندة إلى إلكترونيات الطاقة مثل المعوض المتزامن الثابت (STATCOM).

يهدف الموضوع المقترح إلى تسليط الضوء على إمكانية تغذية شبكة AC ضعيفة من خلال وصلة HVDC. يتم توفير التحكم الديناميكي في الطاقة التفاعلية في عقدة AC / DC بواسطة جهاز STATCOM متصل بجهة المموج.