

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUEES
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie Electrique

Spécialité : Réseaux Electriques

THÈME

Apport des systèmes HVDC aux réseaux électriques

Préparé par :

KHALED KHODJA Oussama

BENOUADAH Mohamed chakib

Devant le Jury :

A. BENAYADA

Président

A.LAKHDAR

Examineur

I.BEKKI

Encadreur

PROMOTION 2018 /2019

Remerciements

On remercie Allah le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de Mr B. BEKKI, on le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.

Nous sommes conscientes de l'honneur que nous a fait Mr Benayada en étant président du jury et Mme Lakhdar d'avoir accepté d'examiner ce travail.

Nos remerciements s'adressent également à tous nos professeurs pour leurs générosités et la grande patience dont ils ont su faire preuve malgré leurs charges académiques et professionnelles.

Enfin, nos profonds remerciements vont également à toutes les personnes qui nous ont aidés et soutenu de près ou de loin.

CHAPITRE I : Notion de stabilité des réseaux électriques

I.1 Introduction.....	2
I.2 Définition de la stabilité.....	2
I.3 Classification de la stabilité d'un réseau électrique.....	2
I.4 Différents types de stabilité.....	3
I.4.1 Définition de la Stabilité statique.....	4
I.4.2 Définition de la stabilité transitoire.....	4
I.4.3 Stabilité des angles.....	5
I.4.3.1 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).....	5
I.4.3.2 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique).....	6
I.4.4 Stabilité de la tension.....	6
I.4.4.1 Stabilité de tension aux grandes perturbations.....	6
I.4.4.2 Stabilité de tension aux petites perturbations.....	7
I.4.5 Stabilité de la fréquence.....	7
I.4.6 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.....	7
I.4.7 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire.....	8
I.4.7.1 Approche conventionnelle temporelle.....	8
I.4.7.2 Approche directe.....	8
I.4.7.3 Méthode SIME.....	9
I.5 Description du système mono machine.....	9
I.6 Equation du mouvement du générateur.....	9
I.7 Critère d'égalité des aires.....	13
I.8 Conclusion.....	16

CHAPITRE II Constitution et principe de fonctionnement de HVDC

II.1 Introduction.....	16
II.2 L'histoire du HVDC.....	16
II.3 Définition du HVDC.....	21
II.4 Structure et principe de fonctionnement.....	22
II.4.1 Structure.....	22
II.4.2 Principe de fonctionnement.....	22
II.4.3. Elément d'une ligne de transport à CC.....	23
II.5 Types de convertisseurs.....	24
II.5.1 Comparaison de HVDC classique(CSC) et HVDC-VSC.....	24
II.6 Configurations d'une transmission DC.....	26
II.6.1 System DC "back-to-back".....	26

II.6.2	Transmission DC entre deux terminaux	26
II.6.3	Transmission multi terminale	27
II.7	Transport HVDC	29
II.8	L'utilisation du transport en courant continu HVDC	29
II.8.1	Liaisons souterraines ou sous-marines de grande longueur.....	29
II.8.2	Lignes aériennes de grande longueur.....	29
II.8.3	L'interconnexion internationale	30
II.8.4	Interconnexions entre réseaux à fréquences différentes	30
II.8.5	Souplesse dans le développement des réseaux alternatifs	30
II.9	Systèmes HVDC et HVAC.....	30
II.9.1	Choix et comparaisons entre les systèmes (HVDC et HVAC).....	30
II.9.2	Avantages d'un système de transport en HVDC	31
II.9.3	Les inconvénients d'un système de transport en HVDC	31
II.10.	Conclusion.....	32

CHAPITRE III Modélisation et Commande de l' HVDC

III.1	Introduction	33
III.2	Présentation générale des réseaux	33
III.2.1	Les réseaux de transport et d'interconnexion.....	33
III.2.2	Les réseaux de répartition.....	33
III.2.3	Les réseaux de distribution.....	33
III.3	Modélisation des éléments du réseau électrique	34
III.3.1	Modélisation des machines synchrones.....	34
III.3.2	Modélisation de transformateur.....	39
III.3.3	Modélisation des charges	40
III.3.4	Modélisation d'une ligne de transport.....	41
III.3.5	Modélisation du convertisseur.....	41
III.4	Commande de l' HVDC	42
III.4.1	La description de convertisseur statique DC/AC	42
III.4.2	L'onduleur de tension triphasé	42
III.4.3	La commande de la puissance active.....	46
III.4.4	Boucle à verrouillage déphasé (PLL)	46
III.5	Système de contrôle de VSC.....	47
III.5.1	Boucle externe de puissance active et réactive et de tension :	48
III.5.2	Boucle de courant intérieure.....	48
III.5.3	Commande d'équilibre de tension CC	49
III.6	Optimisation des performances des régulateurs	49
III.6.1	Test de la réponse en puissance active et réactive.....	49

III.6.2 Test de la réponse en tension DC	51
III.7 Conclusion.....	52
CHAPITRE IV Application d'un HVDC Dans un Réseau	
IV.1 Introduction.....	54
IV.2 Description du système à simuler.....	54
IV.3 Simulation par Matlab.....	54
IV.4 simulation du comportement du HVDC.....	54
IV.5 Analyse des paramètres du HVDC en régime normal.	54
IV.6 Analyse des paramètres du lien HVDC en régime perturbé.....	59
IV.6.1 Défaut coté onduleur	59
IV.6.2 Défaut coté redresseur.....	62
IV.7 Conclusion :	67

Liste des figures

Chapitre 01

Fig.I-1 : Classification de la stabilité d'un réseau électrique.	2
Fig.I-2 : Variation d'angle de rotor.	4
Fig.I-3 : Variation d'angle de rotor.	4
Fig.I-4 : Réseau a puissance infinie.	8
Fig.I-5 : Disposition vectorielle des champs statorique et rotorique.	9
Fig.I-6 : Courbe P (δ).	12
Fig.I-7 : Aires d'accélération et de décélération, a) temps d'élimination du défaut court, b) temps d'élimination du défaut long.	14

Chapitre 02

Fig.II-1 : Système de transmission HVDC sous-marin de Gotland montrant les stations de conversion de Vastervik et Ygne.	17
Fig.II-2 : Liaison HVDC en Inde entre les stations de conversion de « Ballia » et de « Bhiwadi » d'une longueur de 800 km	19
Fig.II-3 : Principales liaisons HVDC installées dans le monde.	21
Fig.II-4 : Evolution de la capacité de transmission des systèmes HVDC dans le monde.....	21
Fig.II-5 : Diagramme d'une ligne HVDC reliant deux réseaux triphasé.	22
Fig.II-6 : Diagramme montrant les composantes d'un Système de transport à CC.	23
Fig.II-7 : Types de convertisseurs.	24
Fig.II-8 : Système DC back-to-back.....	26
Fig.II-9 : Configuration mono polaire CSC ou VSC suivant la présence d'inductances ou de condensateurs	27
Fig.II-10 : Configuration bipolaire.	27
Fig.II-11 : Connexion radiales.....	28
Fig.II-12 : Connexion maillé.....	28
Fig.II-13 : Schéma de principe d'une liaison MTDC - CSC en configuration série.....	28
Fig.II-14 : Coûts relatifs comparés d'une liaison à courant continu et d'une liaison à courant Alternatif	32

Chapitre 03

Fig.III-1 : Rotor à poles lisses.	35
Fig.III-2 : Machines synchrones à pole saillants.....	36
Fig.III-3 : Représentation schématique de la machine synchrone.	36
Fig.III-4 : Schéma équivalent d'un transformateur triphasé.	39
Fig.III-5 : Transformateurs triphasés.	40

Liste des figures

Fig.III-6 : Représentation d'une charge électrique.....	40
Fig.III-7 : Schéma équivalent d'une ligne de transport.....	41
Fig.III-8 : Pont de Graetz triphasé à diodes.	42
Fig.III-9 : Onduleur de tension triphasé.	43
Fig.III-10 : IGBT.....	43
Fig.III-11 : GTO.....	44
Fig.III-12 : La sortie d'un onduleur à commande MLI.....	45
Fig.III-13 : Boucle à verrouillage déphasé (PLL).....	47
Fig.III-14 : Système de contrôle de VSC	47
Fig.III-15 : Puissance active avec le signal de référence	49
Fig.III-16 : Puissance réactive avec le signal de référence	50
Fig.III-17 : Tension Udc coté onduleur avec le signal de référence	50
Fig.III-18 : Puissance réactive avec le signale de référence	51
Fig.III-19 : Puissance active avec le signal de référence	51
Fig.III-20 : Tension Udc avec le signal de référence	51
Fig.III-21 : Tension dc avec le signal de référence	52
Fig.III-22 : Puissance active avec le signal de référence	52
Fig.III-23 : Puissance réactive avec le signal de référence	52

Chapitre 04

Fig IV-1 : shéma unifiliare du reseau électrique avec un lien HVDC.....	54
Fig IV-2 : Iabc-coté redresseur.....	55
Fig IV-3 : Iabc-coté onduleur	55
Fig IV-4 : Uabc-coté redresseu.....	56
Fig IV-5 : Uabc-coté onduleur.....	56
Fig IV-6 : pdc-coté redresseur	57
Fig IV-7 : pdc -coté onduleur	57
Fig IV-8 : Q_meas-coté redresseur.....	57
Fig IV-9 : Q_meas-coté onduleur	58
Fig IV-10 : P mes coté redresseur	58
Fig IV-11 : P mes coté onduleur.....	58
Fig IV-12 : Système étudié.....	59
Fig IV-13 : Iabc-coté onduleur	59
Fig IV-14 : Iabc-coté redresseur	60
Fig IV-15 : Uabc-coté onduleur.....	60

Liste des figures

Fig IV-16: U _{abc} -coté redresseur	61
Fig IV-17: p _{mes} -coté ondeleur	61
Fig IV-18: P _{mes} -coté redresseur	61
Fig IV-19: Q _{mes} -coté ondeleur	62
Fig IV-20: Q _{meas} -coté redresseur	62
Fig IV-21: Système étudié	63
Fig IV-22: I _{abc} -coté redresseur	63
Fig IV-23: U _{abc} -coté redresseur	64
Fig IV-24: I _{abc} -coté onduleur	64
Fig IV-25: U _{abc} -coté onduleur	65
Fig IV-26: P mes coté redereiseur	65
Fig IV-27: P mes coté onduleur	65
Fig IV-28: Q mes coté redreseure	66
Fig IV-29: Q mes coté onduleur	66
Fig IV-30: puissance active	67

INTRODUCTION GENERALE

L'électricité est traditionnellement produite, transportée et distribuée sous forme de courant alternatif et utilisée sous cette même forme, à l'exception de quelques systèmes de traction et processus industriels sous forme de courant continu. Ce choix technique fut effectué durant la fin du 20ème siècle lors de la « guerre des courants » pour les raisons majeures que l'on citera, à savoir sa simplicité de production (les alternateurs sont plus simples et plus fiables que les génératrices à courant continu), périodique. Ainsi, les réseaux électriques se sont donc développés, en courant alternatif, avec le déploiement de gros moyens de production centralisés raccordés à des réseaux de transport maillés interconnectés auxquels sont connectés les réseaux de distribution. En parallèle, les énergies renouvelables se développent pour la production d'énergie électrique dans le cadre des engagements pris par l'Union Européenne, ce qui implique une nécessité de renforcer et d'interconnecter les réseaux électriques. Ainsi, il est parfois nécessaire de construire de très longues lignes aériennes, des lignes souterraines enterrées ou sous-marines, ou de relier des réseaux frontaliers (parfois asynchrones). Or, dans ce domaine, le transport HVAC « High Voltage Alternating Current » montre ses faiblesses et limites, voire ses incapacités (interconnexion de réseaux asynchrones), et laisse la place au courant continu, le HVDC « High Voltage Direct Current » pour retirer ces problématiques.

Grâce à l'évolution de l'électronique de puissance, l'utilisation du courant continu à haute tension est devenue possible, donnant naissance à l'appellation HVDC, ou encore CCHT pour l'appellation française « Courant Continu à Haute Tension », à partir de 1954 C'est une technologie permettant de transporter de très fortes puissances (7200MW en 2013). Le principe est de convertir, grâce à l'électronique de puissance, un courant alternatif en courant continu (redresseur), transporter cette puissance sur de grandes distances, puis reconverter la puissance en sens inverse (onduleur).

L'objectif proposé de ce travail est de répondre généralement à la problématique suivante : Pourquoi revenir à l'utilisation du courant continu et en quoi les systèmes HVDC peuvent-ils améliorer le réseau électrique de transport ?

Dans certains cas particuliers, notamment en topologie « Back to Back », la frontière entre un système HVDC et certains systèmes FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) est plutôt proche. Cependant, ces derniers ne seront pas abordés, n'étant pas qualifiés en tant que système HVDC par le CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques).

Ce travail est organisé selon quatre chapitres distincts :

- Dans le premier chapitre, nous allons définir les Notions de stabilité des réseaux électriques et leurs classifications.
- Dans le deuxième chapitre nous exposons la constitution et le principe de fonctionnement du système de transport en courant continu.
- Le troisième chapitre est consacré à la modélisation mathématique de différents élément de réseau électrique et la commande du HVDC.
- Le dernier chapitre concerne les résultats de simulation d'un system de transport d'énergie en Courant Continu appliqué dans un réseau.

CHAPITRE I
NOTION DE STABILITE DES
RESEAUX ELECTRIQUES

I.1 Introduction

Les questions de stabilité sont des préoccupations majeures depuis la venue des grands systèmes interconnectés pour les fournisseurs d'énergie électrique et pour les consommateurs au point de vue fiabilité du système. Ainsi l'analyse et l'étude du comportement du réseau face à de faibles ou importantes perturbations sont nécessaires. L'instabilité pour un alternateur se manifeste par un écart entre la puissance mécanique d'entraînement due à la turbine et la puissance électrique débitée par l'alternateur aux pertes de puissance dues au frottement près. Cet écart engendre une variation de la vitesse de rotation de l'alternateur autour de la vitesse de synchronisme. La classification de la stabilité est basée sur plusieurs considérations de manière à rendre commode l'identification des causes de l'instabilité en faisant appel à des outils d'analyse appropriés.

Dans ce chapitre, nous définissons les deux types de stabilité : statique et transitoire. Nous les développons dans chacun des cas pour un système mono machine en rappelant au passage quelques méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire.

I.2 Définition de la stabilité

Pendant des années, des recherches ont permis de comprendre le mécanisme de la stabilité dans les systèmes de puissance électrique. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité étaient proposées en insistant sur les aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système. En fonctionnement équilibré du système, la puissance électrique fournie par le générateur aux charges est égale aux charges près, à la puissance mécanique d'entraînement de la turbine. La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver son état d'équilibre initial ou un nouvel état d'équilibre après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Que ce soit en amont (côté turbine) ou en aval (côté générateur). Un réseau électrique stable se manifeste par l'équilibre entre la production et consommation [1].

I.3 Classification de la stabilité d'un réseau électrique

Une des classifications possibles de la stabilité d'un réseau électrique peut s'appuyer sur les considérations suivantes :

La nature physique du mode d'instabilité constatée, indiquée par la principale variable du système affectée par l'instabilité

L'importance de la perturbation considérée, qui influence la méthode de calcul et la prédiction en matière de stabilité.

Les appareils, les processus et la durée à prendre en compte pour évaluer la stabilité.

La figure I.1 donne une vue d'ensemble du problème de stabilité des réseaux électriques avec identification des catégories et sous catégories [2]

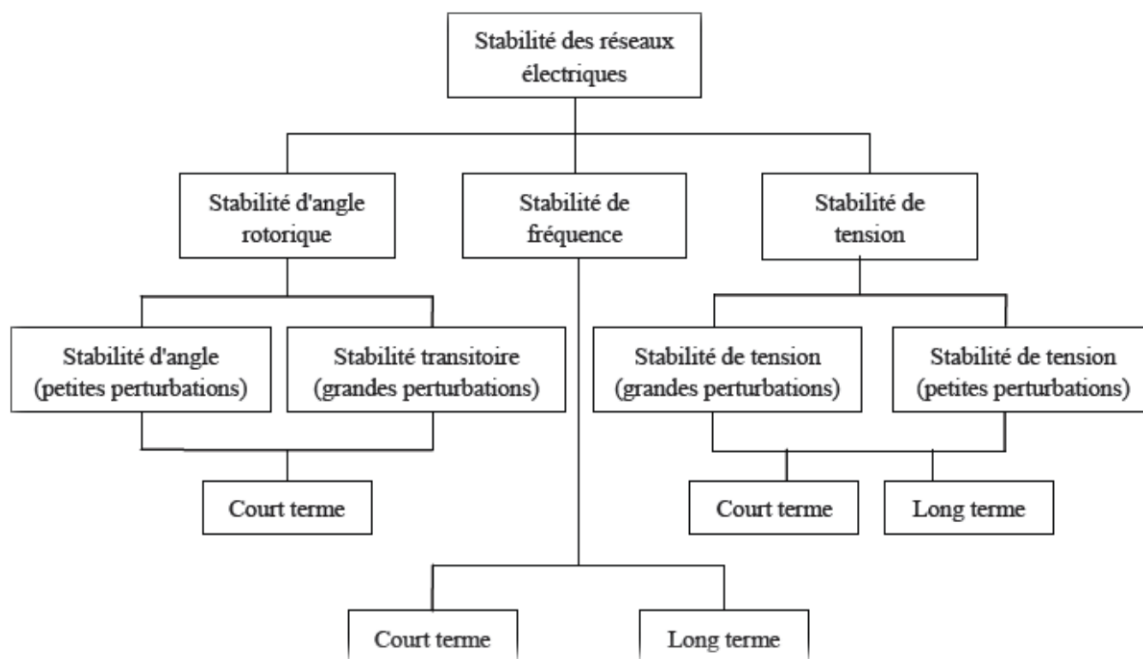


Fig.I-1 : Classification de la stabilité d'un réseau électrique [1].

Dans un réseau électrique, il existe trois classes principales de stabilité : la stabilité angulaire, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence. Ce type de stabilité peut se rencontrer aussi bien en régime transitoire qu'en régime statique. Le régime transitoire est obtenu dans le cas des grandes perturbations telles que courts circuits,

La perte des groupes de production ou des lignes. Le régime statique est obtenu dans le cas des petites perturbations comme l'augmentation progressive de charge ou de petits changements du réseau.

I.4 Différents types de stabilité

Le système électrique n'est pas en état de stabilité si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence. Dans un réseau qui est dans un état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle doivent avoir suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, une partie du réseau peut être délestée du système, pour permettre au reste du réseau de continuer à fonctionner normalement [3].

I.4.1 Définition de la Stabilité statique

La stabilité statique concerne les petites perturbations. Elle est aussi appelée stabilité en petits mouvements. Un réseau électrique est dit en régime de stabilité statique, si à la suite d'une "petite" perturbation quelconque, il atteint un état de régime permanent identique au régime initial ou très voisin de celui-ci. On suppose dans ce type de stabilité que les perturbations ayant provoqué le déséquilibre ne se maintiennent pas dans la durée. Le comportement du système est alors régi par des équations linéarisées [4].

I.4.2 Définition de la stabilité transitoire

La stabilité transitoire est aussi appelée stabilité en grands mouvements. Un réseau électrique est dit en régime de stabilité transitoire relativement à un cycle de perturbations "grandes" si à la suite de ce cycle de perturbations, il retrouve un état de régime permanent de marche synchrone. Les études de stabilité transitoire d'un réseau conduisent à déterminer si ce dernier est maintenu ou non au synchronisme quand il est soumis à une grande perturbation telle qu'un court-circuit, une rupture d'ouvrage (générateur, ligne, transformateur), etc...

Les conséquences de ces défauts sur les réseaux électriques peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau.

Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de l'angle du rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut, elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), La courbe (1) sur la figure 1.2 ci-dessous illustre ce cas, et s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation, Elle dure de 10 à 20 secondes. La courbe (2) de la figure 1.2 illustre ce cas [5]

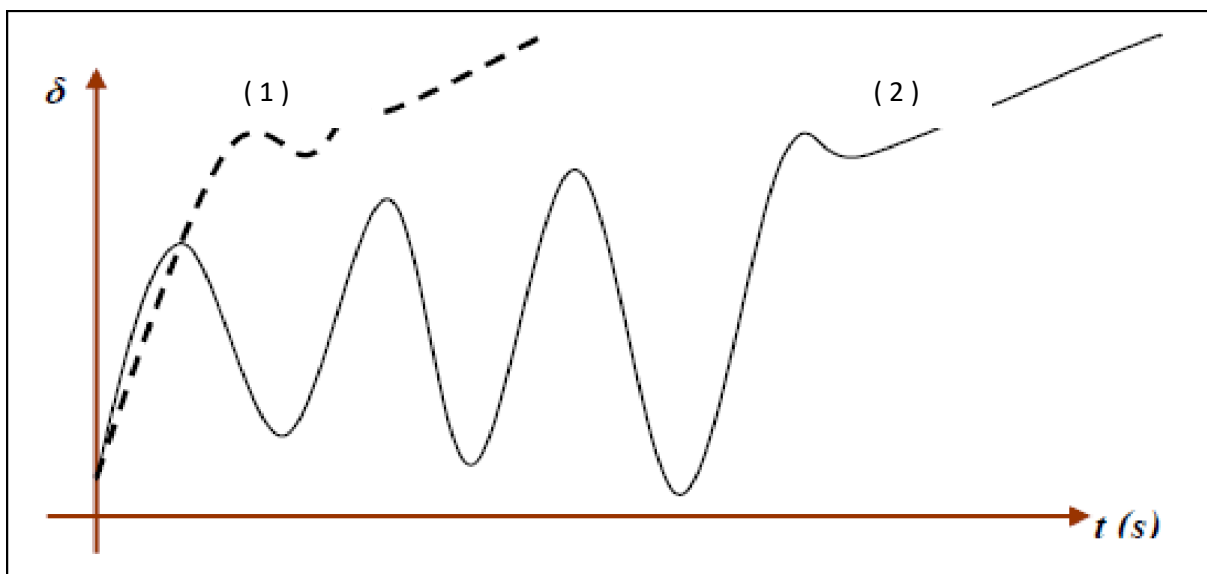


Fig.I-2 : Variation d'angle de rotor.

La figure 1.3 montre le comportement d'un système qui retrouve la stabilité avec une nouvelle position d'équilibre (courbe1).

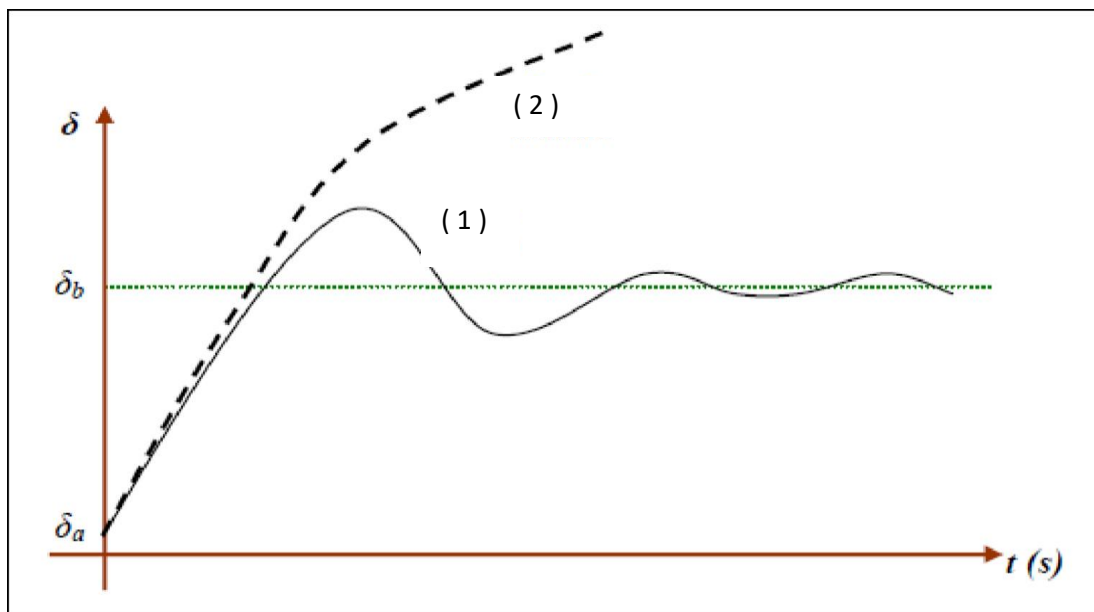


Fig.I-3 : Variation d'angle de rotor.

I.4.3 Stabilité des angles

La stabilité des angles est liée à la capacité des machines à maintenir le synchronisme du réseau. Elle nécessite l'étude des oscillations électromécaniques. Le paramètre principal est la puissance en sortie de la machine synchrone qui varie comme la vitesse de son rotor. [6]

I.4.3.1 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou

une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles. Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (en anglais, Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe (P- δ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor [7]

I.4.3.2 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

Elle se définit par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. La stabilité aux petites perturbations dépend du point de fonctionnement d'équilibre initial du système ainsi que des caractéristiques dynamiques du système. Contrairement à la stabilité transitoire, elle ne dépend pas de niveaux de perturbations, car celles-ci sont arbitraires et infiniment petites [8]

I.4.4 Stabilité de la tension

La stabilité de tension implique une échelle de temps plus longue que la stabilité angulaire. Cette catégorie de stabilité représente la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, suite à des perturbations. La stabilité de tension est étroitement liée à la caractéristique des charges électriques.

Par exemple après la perte d'une ligne d'interconnexion importante, si la demande de puissance réactive des charges n'est pas réduite, les générateurs doivent augmenter leurs puissances générées. Cette augmentation des transits de puissance rend le réseau plus affaibli et, par conséquent, les tensions continuent à baisser. Le mécanisme ci-dessus amène à un effondrement de tension, une des principales causes des black-out dans les réseaux électriques [9].

Enfin, la stabilité de tension peut être classée en deux catégories ; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations.

La stabilité de tension que ce soit en petits mouvements ou en grands mouvements est la capacité du système à garder une tension stable en cas de perturbation.

I.4.4.1 Stabilité de tension aux grandes perturbations

Le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds de réseau électrique après une grande perturbation. La stabilité est déterminée ici par les caractéristiques du système et de charge, et par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension dans le système.[2]

I.4.4.2 Stabilité de tension aux petites perturbations

Dans ce cas, les caractéristiques de la charge et des dispositifs de commande déterminent la capacité du système à maintenir les tensions équilibrées. [11]

I.4.5 Stabilité de la fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation quelconque menant à un déséquilibre, entre les puissances produite et consommée.

Miguel et Lu Wei évoquent également la notion de stabilité à moyen terme et celle de stabilité à long terme. La première est relative aux grandes excursions de tension et de fréquence avec des dynamiques rapides ou lentes et des temps typiques d'étude jusqu'à quelques minutes. La deuxième notion est aussi relative à la tension et à la fréquence et le temps d'étude peut atteindre quelques dizaine de minutes temps nécessaire pour l'analyse des performances du système dynamique. Cette stabilité est généralement quantifiée par les conséquences des pannes des équipements, plutôt que par la gravité de la perturbation initiale. [12]

I.4.6 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire [13]

Ce qui importe dans une méthode d'analyse de la stabilité transitoire, c'est la rapidité et l'exactitude de données sortie.

Il y a différentes méthodes pour analyser un système de puissance dans l'état transitoire. Trois méthodes d'analyses se détachent :

- analyse en planification qui tient compte du temps de réponse des protections, du type de conducteurs, du niveau de tension de la qualité des régulateurs de tension et de vitesse
- analyse en mode préventif mettant en œuvre les méthodes numériques ou indirectes et les méthodes directes
- analyse en mode curatif aboutissant à la modification des caractéristiques des lignes permettant le contrôle de transit de puissance dans les lignes

En résumé, ce dernier mode est susceptible de fournir une solution optimale à la conduite en temps réel du réseau. Reste à savoir s'il existe des techniques appropriées à l'étude de la stabilité transitoire, et si elles sont satisfaisantes. En effet, la rapidité d'évolution des phénomènes transitoires impose aux méthodes curatives des conditions d'applicabilité particulièrement contraignantes.

Pour améliorer la stabilité transitoire, trois objectifs peuvent être fixés :

- l'amélioration du temps critique d'élimination des défauts
- l'amortissement des oscillations après la perturbation
- l'amélioration de la capacité de transfert des lignes

I.4.7 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

I.4.7.1 Approche conventionnelle temporelle

Cette méthode dite aussi indirecte évalue la robustesse du réseau vis-à-vis de grandes perturbations en déterminant son évolution temporelle par résolution, pas à pas, de l'ensemble des équations non linéaires qui régissent les phénomènes de stabilité transitoire.

L'évaluation comporte deux phases : la phase pendant le défaut et la phase après élimination du défaut :

- On cherche à savoir si le système perd le synchronisme pour un temps d'élimination du défaut donné ;
- on évalue une des deux limites de stabilité : le temps critique d'élimination pour un niveau de puissance donné ou la limite de puissance pour un temps d'élimination donné.

Les avantages des méthodes conventionnelles temporelles ou indirectes s'expriment par :

- la possibilité d'utiliser des modèles complexes avec les dimensions choisies,
- la possibilité d'avoir les réponses temporelles de toutes les variables du réseau qui contiennent les informations importantes sur la dynamique du réseau,
- la possibilité de calculer les impédances apparentes, les courants de lignes, les tensions de nœuds et les autres informations nécessaires pour simuler le fonctionnement des relais.

I.4.7.2 Approche directe

Les inconvénients des méthodes temporelles ont motivé le développement de méthodes non conventionnelles, en particulier des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov et sur la construction de la fonction de même nom.

La possibilité de réduire le temps de calcul dans les méthodes directes et ainsi de pouvoir étudié tous les incidents éventuels, les rendent très attractives. Ces méthodes sont utilisées dans l'objectif d'appliquer une commande préventive au réseau avant incident. Donc, si la méthode utilisée est suffisamment rapide, il sera possible d'analyser tous les incidents éventuels.

Les avantages des méthodes directes sont :

- La rapidité (le temps de calcul court)
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité

I.4.7.3 Méthode SIME

SIME (Single Machine Equivalent) est une méthode hybride résultat de la combinaison de deux méthodes de stabilité transitoire, à savoir : la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine à l'étude, et le critère d'égalité des aires appliqué sur l'uni machine équivalente que l'on appelle OMIB (One Machine Infinité Bus). Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire : l'identification des machines critiques, c'est-à-dire des machines responsables de la rupture éventuelle du synchronisme, et l'évaluation de la marge de stabilité.

L'idée du principe de contrôle de flux des puissances (mode curatif) existe depuis quelques dizaines d'années mais a rarement été mise en pratique dans l'histoire des réseaux électriques. Le développement récent des thyristors GTO de forte puissance a été la cause de la réapparition de cette idée. Les systèmes FACTS présentent ce potentiel de contrôler la stabilité transitoire grâce à une commande appropriée

I.5 Description du système mono machine

La figure 1.4 représente le schéma simple d'un générateur G connecté par un transformateur T de réactance X_T et une liaison d'impédance Z_L à un réseau de puissance infinie caractérisé par une tension \bar{V}_r constante en module et en phase quels que soient les phénomènes affectant le réseau situé en amont qui lui est raccordé. Z_S est une impédance de liaison reliant la machine à la terre et comprenant éventuellement une charge connectée à la machine. \bar{V} et \bar{V}_i sont respectivement les tensions aux bornes du générateur et à la sortie du transformateur.

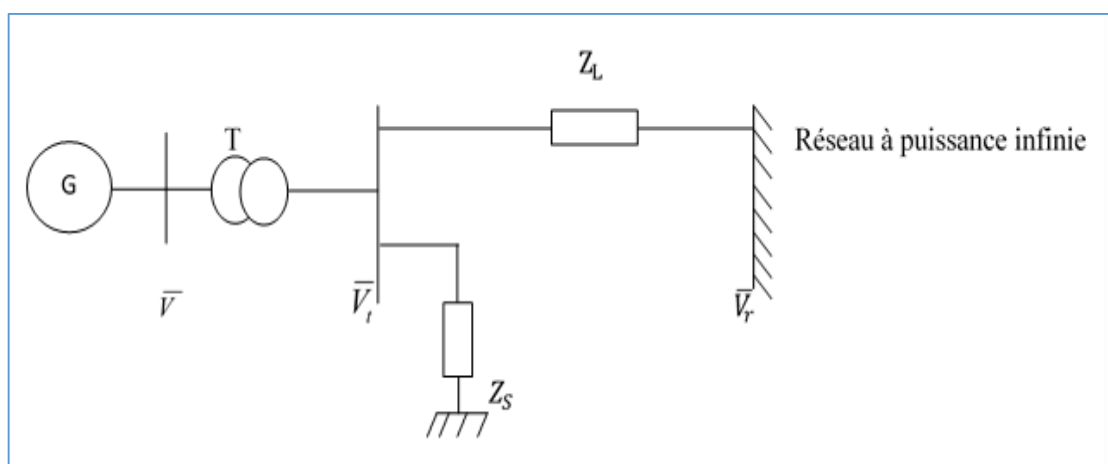


Fig.I-4 : Réseau a puissance infinie.

I.6 Equation du mouvement du générateur

L'équation du mouvement du rotor de la machine qui est considérée sans amortissement est donnée par la relation :

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \tag{1.1}$$

Avec

J : moment d'inertie des masses rotoriques en kg.m^2

θ_m : position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence fixe lié au stator en radians

t : temps en secondes

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

T_e : couple électromagnétique en N.m

T_a : couple d'accélération en N.m

On désigne par ω_{sm} et ω_m fig.1.5 les pulsations mécaniques du champ statorique et du champ rotorique.

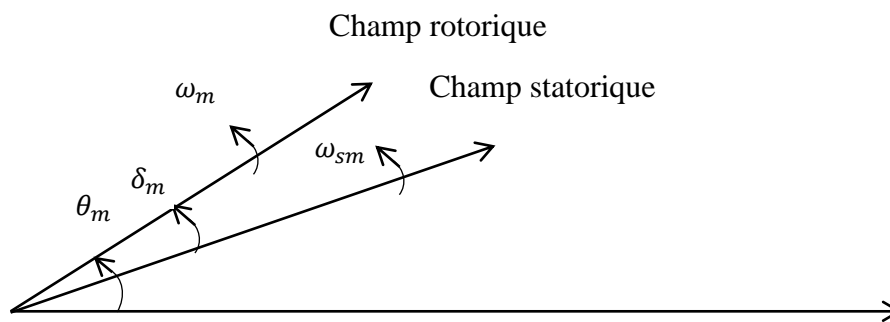


Fig.I-5 : Disposition vectorielle des champs statorique et rotorique.

θ_m étant mesuré par rapport à un axe fixe, c'est donc une mesure absolue de l'angle rotorique. Par conséquent, il croît d'une manière continue avec le temps même à vitesse synchrone. Comme c'est la vitesse relative du rotor par rapport à la vitesse synchrone (autrement dit la vitesse du champ rotorique par rapport à celle du champ statorique) qui nous intéresse, il est plus commode de mesurer la position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence tournant à la vitesse synchrone. Ce sera l'angle δ_m . Dans ce cas, θ_m est tel que:

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \tag{1.2}$$

Avec

ω_{sm} : vitesse synchrone de la machine en radians mécaniques par seconde

δ_m : position angulaire du champ rotorique par rapport à celle du champ statorique en radians mécaniques.

En utilisant (1.2), on peut écrire (1.1) sous la forme :

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (1.3)$$

En définissant la vitesse angulaire du rotor par

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (1.4)$$

On peut écrire (1.3) sous la forme :

$$J \omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.5)$$

Avec

$$P_m = T_m \omega_m \text{ Est la puissance d'entraînement en watts}$$

$$P_e = T_e \omega_m \text{ Est la puissance électromagnétique en watts}$$

On désigne l'énergie cinétique de la machine à la vitesse synchrone par :

$$W_c = \frac{1}{2} J \omega_m^2 = \frac{1}{2} J \omega_{Sm}^2 \quad (J) \quad (1.6)$$

On définit la constante d'inertie de la machine par :

$$H = \frac{W_c}{S_{mach}} \quad (1.7)$$

Où S_{mach} est la puissance apparente de la machine synchrone en VA

H est exprimé en secondes

En remplaçant dans (1.5) $J \omega_m$ par son expression tirée de (1.6) et en utilisant (1.7), on peut écrire (1.5) sous la forme :

$$\frac{2H}{\omega_{Sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_m}{S_{mach}} - \frac{P_e}{S_{mach}} \quad (1.8)$$

L'angle et la pulsation électriques sont liés aux grandeurs mécaniques de même nom par les relations suivantes :

$$\delta = p\delta_m$$

$$\omega = p\omega_m$$

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

Où

p est le nombre de paires de pôles de la machine

δ Est l'angle rotorique électrique en rad.

ω Est la pulsation rotorique électrique en rad/s

ω_s est la pulsation synchrone électrique en rad/s

En tenant compte des expressions ci-dessus, l'équation (1.8) s'écrit :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.9)$$

Avec : H et t exprimés en s

ω_s exprimée en rad/s

δ Exprimé en rad

P_m et P_e exprimées en p.u

Remarque : L'expression (1.9) est analogue à l'expression (1.8). Ceci montre que l'angle et la vitesse peuvent être exprimés dans l'équation du mouvement indifféremment en grandeurs électriques ou en grandeurs mécaniques.

La différentiation de (1.2) donne :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (1.10)$$

En passant aux grandeurs électriques, on obtient :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (1.11)$$

Où : δ est exprimé en rad.

ω et ω_s sont exprimées en rad/s

Les équations (1.9) et (1.11) constituent le système d'équations différentielles liées au mouvement de la machine.

Remarque : Si on tient compte des pertes par frottement dues à la rotation, l'équation (1.9) est modifiée pour en tenir compte et s'écrit alors :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} + D\omega = P_m - P_e \quad (1.12)$$

Avec ω en pu et D le coefficient d'amortissement qui rend compte des frottements en p.u.

La puissance électrique active fournie par la machine est telle que :

$$P_e = \frac{EV}{X_d} \sin\delta \quad (1.13)$$

Où, δ est l'angle rotorique (dit aussi, l'angle de puissance), c'est le déphasage entre E et V .

L'équation (1.13) est représentée graphiquement par la figure 1.6 ; La puissance maximale transmise par l'alternateur est telle que

$$P_{\max} = \frac{EV}{X_d} \quad (1.14)$$

E : force électromotrice

V : tension rigide

X_d : la réactance

A et B sont les deux points de fonctionnement possibles.

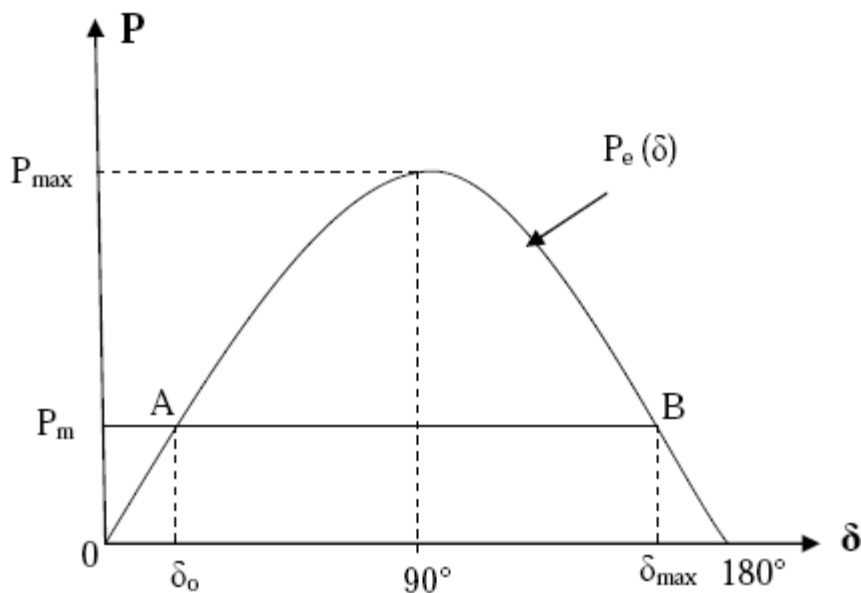


Fig.I-6 : Courbe $P(\delta)$.

I.7 Critère d'égalité des aires

Considérons un défaut triphasé sur la ligne de transmission du système précédent éliminé après quelques cycles. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle rotorique δ . La figure 1.7 indique la courbe $P(\delta)$ tenant compte du défaut. En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones.

La zone A1, dite zone d'accélération ou d'accumulation d'énergie se situe au-dessous de la droite horizontale correspondant au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles du rotor δ_0 et δ_1 correspondant respectivement à l'apparition et à l'élimination du défaut. Avant l'élimination du défaut, l'angle δ a évolué du point 2 au point 3 et le rotor a absorbé une énergie cinétique proportionnelle à la surface A1 (Fig 1.7.a). À l'instant t_1 de l'élimination du défaut, correspondant à δ_1 , la puissance évolue du point 3 au point 5. P_e retrouve une valeur supérieure à P_m . La zone A2 dite zone de décélération ou restitution d'énergie qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge. À partir du point 5 la vitesse du rotor va diminuer mais l'angle δ va augmenter jusqu'à ce que les surfaces A1 et A2 soient égales. La surface A1 correspond à l'énergie cinétique absorbée par le rotor lors du défaut et A2 à sa restitution après élimination du défaut. Dans ces conditions, on a deux cas :

- Si le rotor peut rendre dans la zone A2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité, (fig.1.7.a),
- Si la zone A2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique (fig.1.7.b) l'angle interne va donc dépasser le point 8 correspondant à l'instabilité du système, car dans cette situation P_e est inférieur à P_m ce qui entraîne une accélération du rotor et une instabilité du système. La stabilité de ce dernier est fonction de la durée du défaut.

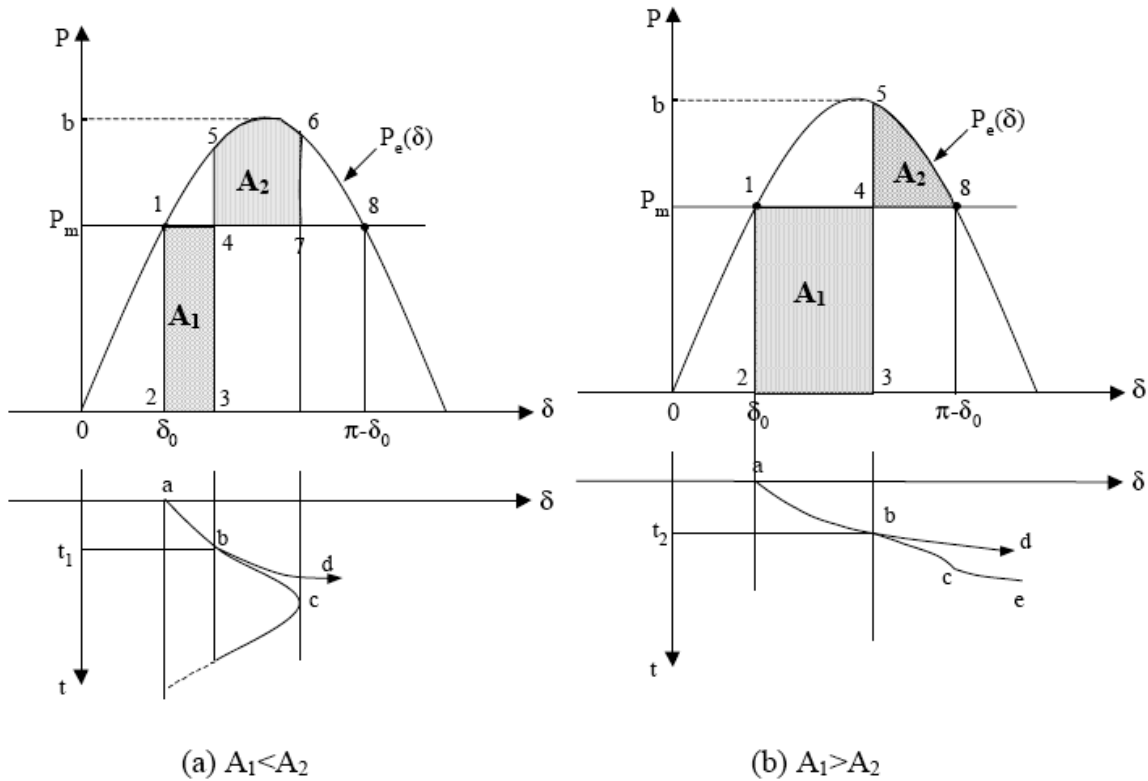


Fig.I-7 : Aires d'accélération et de décélération, a) temps d'élimination du défaut court, b) temps d'élimination du défaut long.

La relation entre les aires A1 et A2 et la stabilité peut être mathématiquement expliquée comme suit :

L'équation (2.1) s'écrit :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_r}{dt} = P_m - P_e \tag{1.15}$$

Avec : $\omega_r = \frac{d\delta}{dt}$

ω_r est la vitesse relative du rotor

En multipliant l'équation (1.15) par $\frac{d\delta}{dt}$ et en intégrant par rapport au temps, nous obtenons

l'équation (1.16) :

$$\frac{2H}{\omega_s} (\omega_{r2}^2 - \omega_{r0}^2) = \int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta \tag{1.16}$$

δ₀ : l'angle rotorique initial, à l'instant de l'application de défaut.

δ₂ : l'angle rotorique à la fin de la période transitoire.

Aux points de synchronisme ω_{r2} = ω_{r0}

Par conséquent, l'équation (1.17) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_2}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \Rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \tag{1.18}$$

Où : δ₁ est l'angle rotorique à l'instant de l'élimination de défaut.

A partir de l'équation (1.18) on peut trouver que A1-A2 = 0.

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A1 et de la zone A2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires.

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone A1), soit en augmentant la zone de décélération (zone A2). Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique.

I.8 Conclusion

Dans un système de puissance une grande variété de phénomènes dynamiques est susceptible de se produire. Ces phénomènes souvent initiés par une perturbation ont des caractéristiques et des origines diverses. La modélisation des éléments de puissance permet d'analyser leurs comportements en fonctionnement normal et en régime perturbé.

CHAPITRE II
CONSTITUTION ET PRINCIPE DE
FONCTIONNEMENT DE HVDC

II.1 Introduction

Dans les années 1950, avec le développement des interrupteurs au mercure, les systèmes de transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT) dit (HVDC : High Voltage Direct Current) sont devenus attractifs pour les transmissions de puissance longue distance.

Dans ce chapitre nous exposons les principes de base et les applications de ce mode de transport, nous montrons dans quelles conditions la considération des systèmes HVDC est bénéfique dans la transmission de puissance et ce par rapport à un système de transmission en courant alternatif. Nous présenterons ensuite les différentes configurations et les types de convertisseurs que nous pouvons rencontrer dans ce type de transmission HVDC.

II.2 L'histoire du 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. 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. 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. 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. L'exploitation des énergies renouvelables provenant des sources hydroélectriques, éoliennes ou encore solaires étaient (déjà) supposées répondre à ces demandes. 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. Ainsi, en 1954, un système de transmission HVDC sous-marin a été mis en service en Suède (Fig III-1) 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. Ce système est répertorié comme étant la première liaison de transmission DC sous-marine de type commercial au monde.



Fig.II-1 : Système de transmission HVDC sous-marin de Gotland montrant les stations de conversion de Västervik et Ygne.

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. 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. 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.

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 [11]. 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. Avec deux lignes de transmission de \square 600 kV, ce système reste aujourd'hui la liaison présentant la tension la plus élevée au monde. 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 170 kV. L'exploitation commerciale du projet HVDC Ballia–Bhiwadi en Inde (FigIII-2) 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 \square 500 kV. En Inde, cette liaison détient la capacité de transmission la plus importante en terme de puissance.

La liaison HVDC Xiangjiaba-Shanghai a été mise en service en 2010 et est apte à transmettre une puissance de 6.400 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



Fig.II-2 : Liaison HVDC en Inde entre les stations de conversion de « Ballia » et de « Bhiwadi » d'une longueur de 800 km

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 (FigIII-3), et sont marqués par des augmentations au cours du temps de la puissance (FigIII-4), de la longueur de la liaison et de la tension de service. L'Annexe 1 recense de manière plus exhaustive les liaisons installées depuis les années 50 opérant à des tensions excédant 60 kV. On peut remarquer sur la figure 4 que la puissance cumulée installée augmente très significativement depuis les années 80.

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

A titre indicatif, après la mise en service de la liaison Basslink en 2006 entre la Tasmanie et l’Australie, la liaison HVDC Inter Island Pole 3 est un projet de transmission de puissance de grande envergure entrepris par la compagnie Siemens dans cette région. Le 16
 Projet Pole 3 est destiné à remplacer les systèmes de contrôle et de sécurité vieillissants actuellement utilisés dans les Pôles 1 et 2 par des technologies plus récentes. Le système *Pôle 3* intégrera par ailleurs un système de compensation de puissance réactive de ± 60 MVar. Ces modifications permettront d’une part d’accroître jusqu’à 1200 MW la capacité de transmission actuelle et d’autre part d’améliorer la stabilité de la transmission de puissance entre les îles situées au nord et au sud de la Nouvelle Zélande. La fin des travaux sur le projet Inter Island Pole 3 est prévue en 2014.

La mise en service du projet de transmission HVDC Inelfe entre la France et l’Espagne, est prévue pour fin 2014. Cette liaison utilise des câbles souterrains d’une longueur de 65 km, fonctionne à une tension de $\square 320$ kV et est capable de transporter une puissance de 2000 MW. La liaison sous-marine Western HVDC entre l’Ecosse et l’Angleterre (d’une capacité de 2200 MW, d’une longueur de 420 km, et opérant à $\square 600$ kV) est prévue d’être mise en service à la fin 2015. [13]

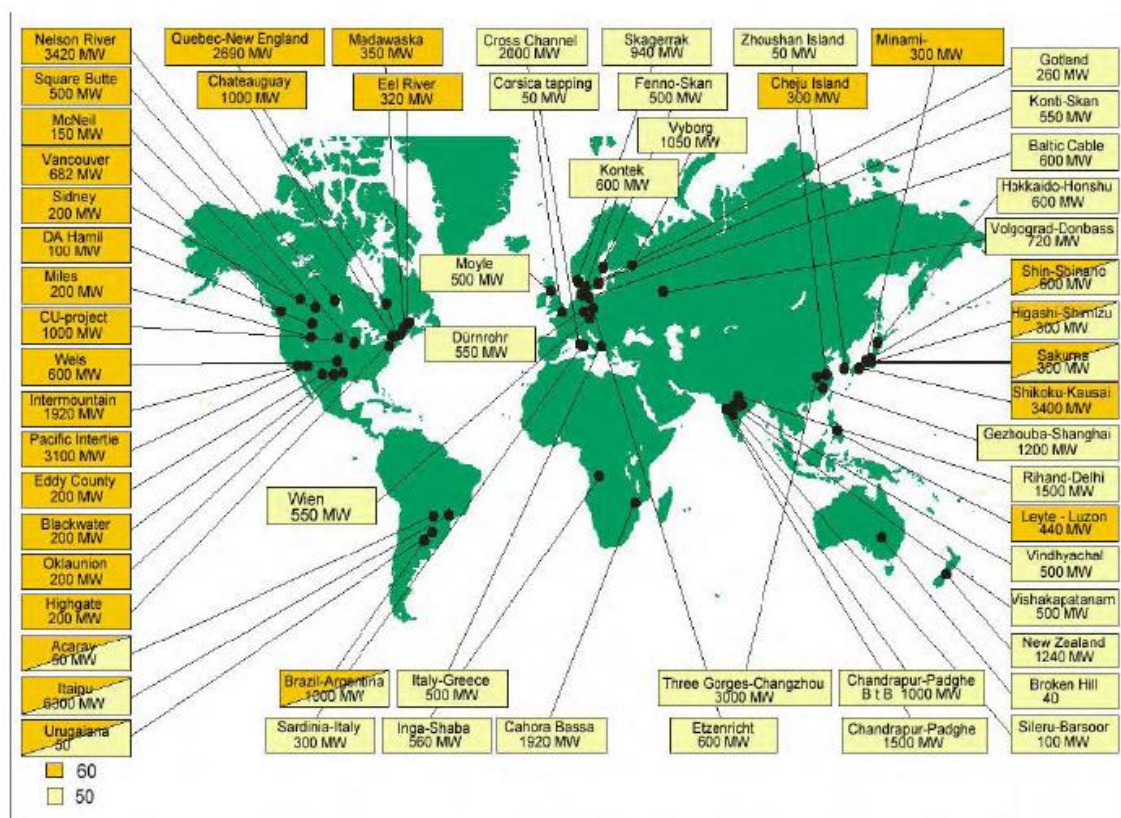


Fig.II-3 : Principales liaisons HVDC installées dans le monde.

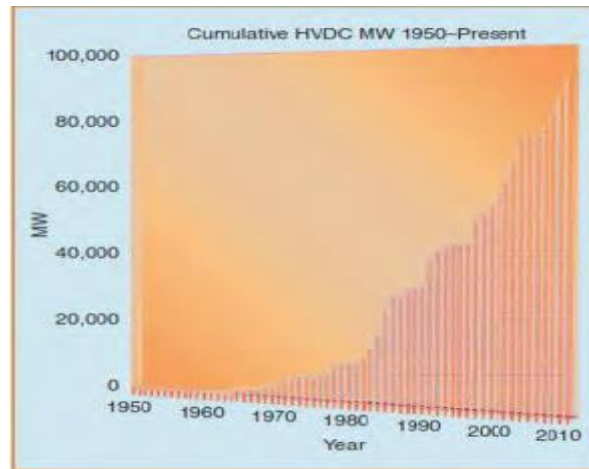


Fig.II-4 : Evolution de la capacité de transmission des systèmes HVDC dans le monde

II.3 Définition du HVDC

Un HVDC est un équipement d'électronique de puissance utilisé pour la transmission de l'électricité en courant continu haute tension. Le nom est le sigle anglais pour High voltage direct current, c'est-à-dire courant continu haut tension (la tension est une force d'extension (on voit parfois – rarement – CCHT en français). Les HVDC représentent certainement le summum de l'électronique de puissance : les puissances unitaires se comptent couramment en gigawatts.

II.4 Structure et principe de fonctionnement

II.4.1 Structure

La plus part des lignes à CC sont de type bipolaire .elles sont composées d'une ligne positive ou « pôle positif » et d'une ligne négative ou « pôle négatif » avec une mise à la terre commune figure (II.5) Un convertisseur est installé à l'extrémité de chacune des lignes .le convertisseur 1 est un redresseur et le convertisseur 2 est un onduleur .la puissance transportée par chaque ligne circule du réseau 1 au réseau 2.

Notre ligne bipolaire offre trois avantages :

- En régime normal, le courant dans le sol est faible. Par conséquent, la corrosion des tuyaux et des structures métalliques souterraines est minimisée.
- Les pylônes portent deux conducteurs au lieu d'un seul ; cela permet de doubler la puissance transportée, pour un cout supplémentaire relativement peu élevé.
- Si l'on doit mettre une des lignes hors service, l'autre peut continuer à transiter sa pleine puissance, et fournir à la charge la moitié de la puissance habituelle. [14]

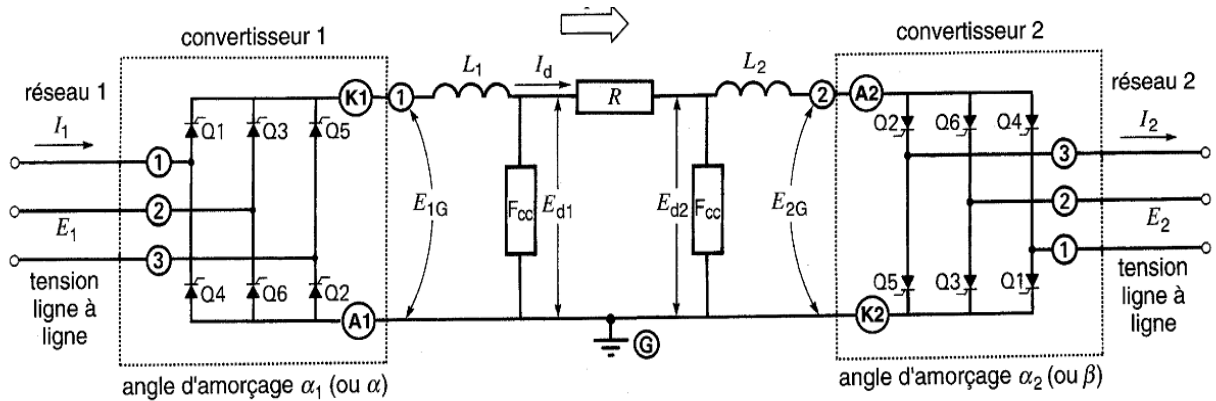


Fig.II-5 : Diagramme d'une ligne HVDC reliant deux réseaux triphasés.

II.4.2 Principe de fonctionnement

Un système de transport HVDC utilise une ligne à CC pour relier deux réseaux à CA la figure (II.5) montre les parties essentielles du système. Le convertisseur 1 est un redresseur en pont triphasé, convertissant la puissance alternative du réseau 1 en puissance continue.

Celle-ci est transportée sur une ligne composée de deux conducteurs et reconvertie en puissance alternative par le convertisseur 2, fonctionnant en onduleur. L'onduleur est de type commutation naturelle.

Les deux réseaux peuvent fonctionner à des fréquences différentes sans affecter le transfert de puissance. Des inductances de lissage L_1 , L_2 et des filtres F_{cc} ajoutés, afin de réduire l'ondulation des tensions de ligne E_{d1} et E_{d2} . Sans ces filtres et ces inductances de lissage, les tensions saccadées E_{1G} et E_{2G} produiraient dans la ligne des courants harmoniques excessifs. Afin de supporter la haute tension imposée par la ligne de transport et le réseau à c.a., chaque thyristor montré sur la figure est en réalité composé de plusieurs thyristors connectés en série. Cet ensemble de thyristors est appelé valve. Par exemple, une valve à 50KV peut être composée de 50 thyristors raccordés en série. Les thyristors formant une branche du convertisseur sont allumés simultanément par fibre optique, de sorte que la valve se comporte comme un super-thyristor. Les tensions E_{d1} et E_{d2} apparaissent aux deux extrémités de la ligne différentes seulement par la faible chute de tension RI dans les conducteurs de ligne. On peut inverser la direction de la puissance en faisant varier les angles de retard à l'amorçage α_1 et α_2 de sorte que le convertisseur 1 fonctionne en onduleur et le convertisseur 2 en redresseur. Le changement des angles d'amorçage inverse la polarité des conducteurs, mais la direction de courant demeure la même.

II.4.3. Élément d'une ligne de transport à CC

Un système de transport à courant continu comprend plusieurs éléments qui assurent son bon Fonctionnement en se référant à la fig. (II.6), on remarque les composants principaux, soient :

- 1- Les inductances de lissage L
- 2- Les filtres d'harmonique du côté CC (f c.c)
- 3- Les filtres d'harmonique du côté CA (f c.a)
- 4- Les transformateurs (T)
- 5- Les sources de puissance réactive (Q)
- 6- Les électrodes de mise à la terre (MALT)
- 7- Une liaison par micro-onde ou fibre optique entre les postes de conversion.

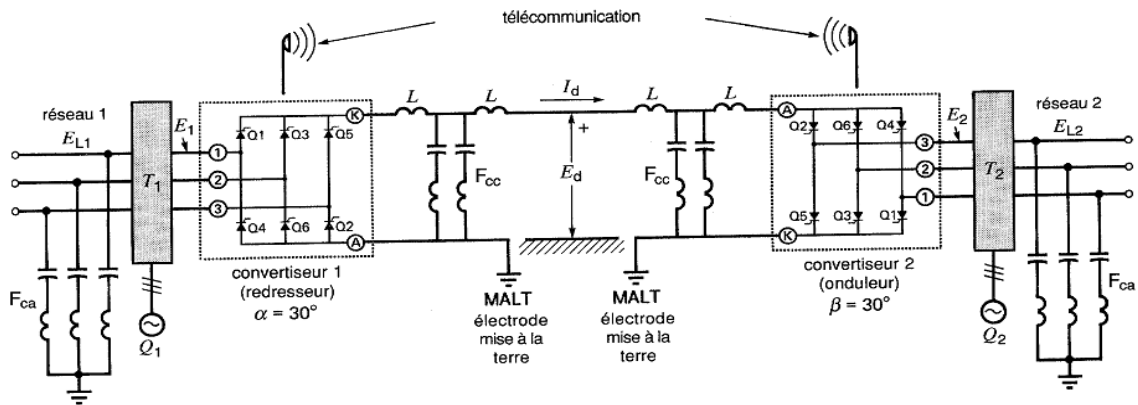


Fig.II-6 : Diagramme montrant les composants d'un Système de transport à CC.

II.5 Types de convertisseurs

Un système de transport d'énergie HVDC nécessite un convertisseur électronique pour Convertir l'énergie électrique à partir d'un système CA à un système CC ou vice versa. Deux Types du convertisseur triphasés principaux existent : le convertisseur de source de courant (CSC : Current Source Converter) (Fig. II.7.a) et le convertisseur de source de tension (VSC : Voltage Source Converter) Figure (II.7)

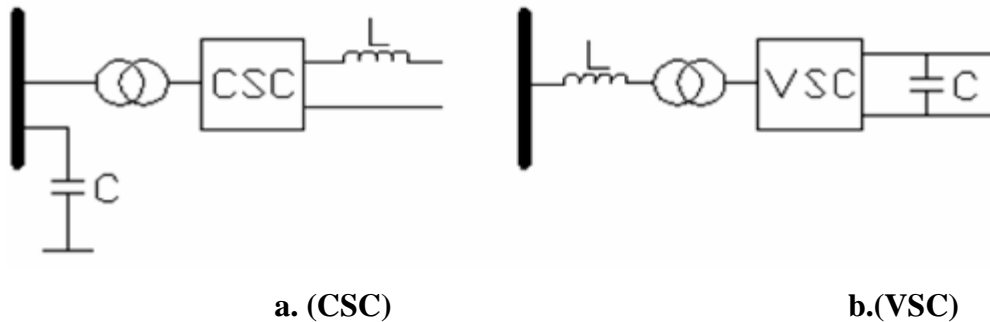


Fig.II-7 : Types de convertisseurs.

Au cours de la période 1950-1990, les systèmes HVDC utilisaient la configuration du CSC presque exclusivement. La technologie du transport CSC à valves à vapeur de mercure avait beaucoup progressé en quelques années, mais elle présentait encore des faiblesses. Cette

technologie est utilisée du début des années 1950 jusqu'aux années 1970 où l'invention des thyristors a offert de nouvelles perspectives aux industriels, notamment dans le domaine du transport d'énergie HVDC utilisant la technologie CSC. Depuis 1990, les thyristors ont été remplacés par des convertisseurs à source de tension avec des semi-conducteurs à la fois blocables et amorçables (IGBT, GTO : Gate Turn-Off thyristor). Ces derniers offraient de très nombreux avantages pour la commande des systèmes de transport d'énergie en HVDC. Le choix entre les deux configurations (CSC, VSC) est basé sur des facteurs économiques et techniques. Le tableau suivant résume les caractéristiques de chacune des options :

Types de convertisseurs	CSC	VSC
Tension maximale	+/-600 kV	+/- 150 kV
Puissance maximale	3150 MW	350MW

II.5.1 Comparaison de HVDC classique(CSC) et HVDC-VSC

Dans un système HVDC-VSC, un VSC peut être utilisé comme une source de tension et avoir la même fréquence avec le système CA auquel il est connecté. Il peut contrôler la puissance active et réactive indépendamment. Contrairement au système HVDC-VSC, un système HVDC classique consomme de la puissance réactive et il a besoin d'une source de tension alternative pour les commutations, ce qui n'est pas le cas pour un HVDC-VSC. Dans le cas d'une inversion de puissance est recommandée ; Le système HVDC classique modifie la polarité de la tension continue tandis que le VSC change la direction du courant. Cela rend le HVDC classique inadapté aux configurations MTDC car le fait de changer la polarité de la tension d'un convertisseur inverserait la polarité de tous les convertisseurs connectés au même réseau CC et ne pourrait pas produire l'écoulement de puissance requis. Ce problème est résolu en utilisant un VSC car l'écoulement de puissance peut être inversé à un seul VSC sans inverser la polarité de tension continue du système complet. En outre, l'inversion de l'écoulement de puissance pour HVDC Classique prend un temps pour faire des manœuvres mécaniques, mais avec VSC, elle peut être obtenue immédiatement.

En outre, le système HVDC classique doit être relié à un réseau CA fort, car les fluctuations de tension ou de fréquence peuvent entraîner des erreurs de commutation qui peuvent perturber le flux de puissance. Avec le VSC, le flux de puissance ne sera réduit qu'en

Cas de chute de tension ; en fonction de la grande réduction de la tension alternative. Le problème majeur dans l'utilisation de HVDC-VSC est les pertes de commutation plus élevées.

Tableau 1.1 : Comparaison de HVDC classique et HVDC-VSC

HVDC classique	HVDC-VSC
Ligne-commutée	Auto-commutation
Contrôle uniquement la puissance active	Contrôle la puissance active et réactive indépendamment
Contrôle la direction de puissance par la polarité de la tension	Contrôle la direction de puissance par la polarité du courant
Capacité limitée d'inversion de puissance	Inversion de puissance presque instantanée
Nécessite un réseau CA fort	Peut alimenter un réseau CA faible
Impossible pour les configurations MTDC	Possible pour les configurations MTDC
A besoin du soutien de la puissance réactive	Peut injecter ou retirer la puissance réactive en fonction de ce qui est nécessaire
Pertes de conversion autour 0.5 %	Pertes de conversion autour 1%

Par rapport au HVDC classique, où les pertes de conversion sont d'environ 0,5%, les pertes de conversion du HVDC-VSC ont été réduites d'environ 3% à 1%. En conséquence, il est clair que pour la liaison point à point, où de grandes quantités d'énergie doivent être transférées, une liaison HVDC classique est toujours recommandée. Dans le tableau 1.1, une brève comparaison entre le système HVDC classique et le système HVDC-VSC est résumée.

II.6 Configurations d'une transmission DC

Les systèmes HVDC peuvent être classifiés en trois catégories :

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

Nous allons à présent brièvement décrire chacune de ces catégories.

II.6.1 System DC "back-to-back"

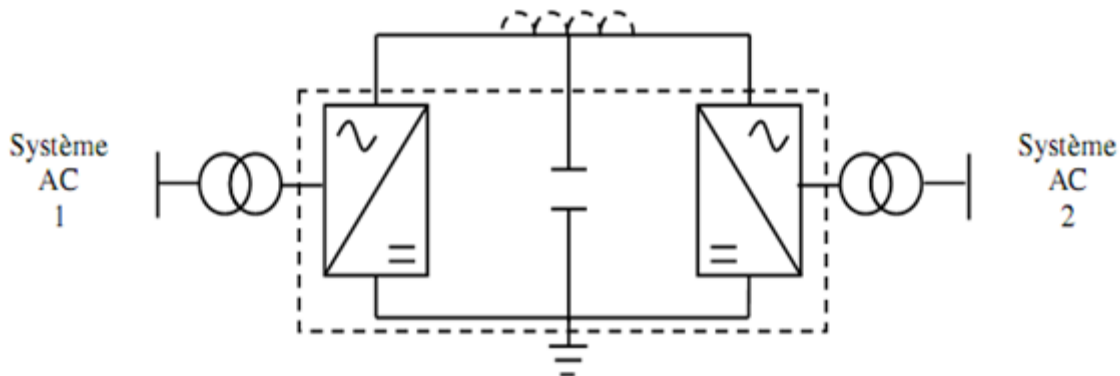


Fig.II-8 : Système DC back-to-back.

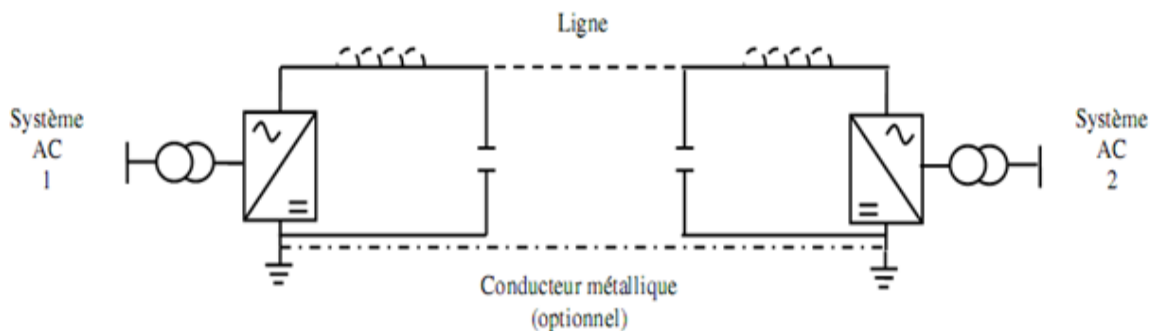
Dans un système de transmission de puissance "back-to-back", le redresseur (convertisseur AC - DC) et l'onduleur (convertisseur DC - AC) sont d'une part localisés dans une même station, c'est-à-dire un même bâtiment, et d'autre part reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série pour les convertisseurs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

Pour les convertisseurs VSC figure(II.4) Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes AC asynchrones qui peuvent soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit le faire sans être synchronisés.

II.6.2 Transmission DC entre deux terminaux

Les transmissions DC entre deux terminaux peuvent être bipolaires ou mono polaires. Une configuration mono polaire est montrée dans la figure(II.5), Elle utilise un seul conducteur et le chemin de retour est assuré par la terre ou l'eau. Les considérations économiques conduisent souvent à privilégier ces systèmes dans le cadre de transmission par câble.

Cette configuration peut aussi être la première étape dans la conception d'un système bipolaire. A la place d'un retour par la terre, un conducteur métallique à basse tension peut être utilisé lorsque la résistivité de la terre est trop importante, ou encore, lorsque les inter-fréquences avec des structures métalliques sous-terraines/sous-marines sont préjudiciables

**Fig.II-9** : Configuration mono polaire CSC ou VSC suivant la présence d'inductances ou de condensateurs

La configuration bipolaire Fig (III-6) est généralement utilisée pour une transmission de puissance par voie aérienne. Dans ces systèmes, nous trouvons deux conducteurs, un par polarité (positive ou négative), et chaque terminal possède deux convertisseurs connectés en série du côté DC et fonctionnant à la même tension nominale. Les jonctions entre les convertisseurs sont réalisées par la terre. Normalement, les courants qui traversent les conducteurs sont égaux et il n'y a pas de courants qui s'écoulent dans la terre. Les deux pôles

peuvent fonctionner indépendamment et par conséquent si un pôle est isolé à cause d'un défaut sur son conducteur, l'autre pôle peut transporter la moitié de la puissance nominale voir 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.

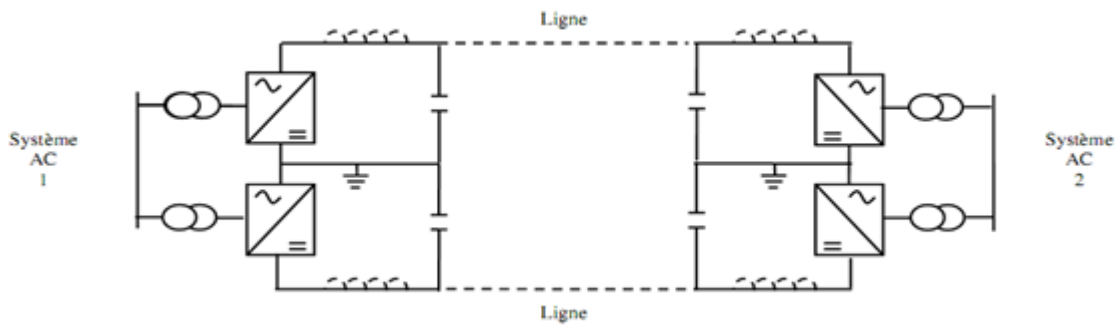


Fig.II-10 : Configuration bipolaire.

II.6.3 Transmission multi terminale

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

➤ **Les liaisons parallèles**

Dans une configuration parallèle, les convertisseurs opèrent tous à la même tension DC nominale. Les connexions peuvent être soit radiales comme la figure suivante :

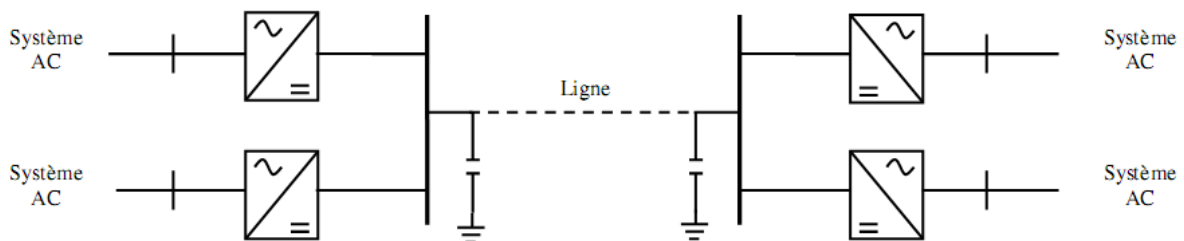


Fig.II-11 : Connexion radiales

Où peuvent être maillées :

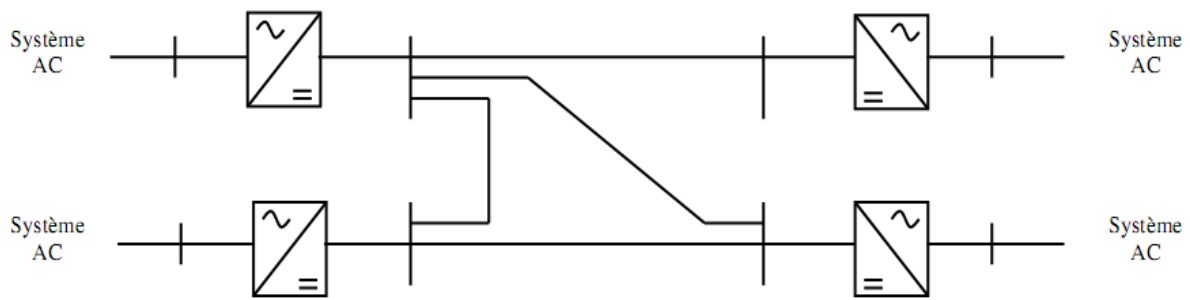


Fig.II-12 : Connexion maillé

- **Les liaisons sérient** (utilisation de convertisseurs CSC uniquement)

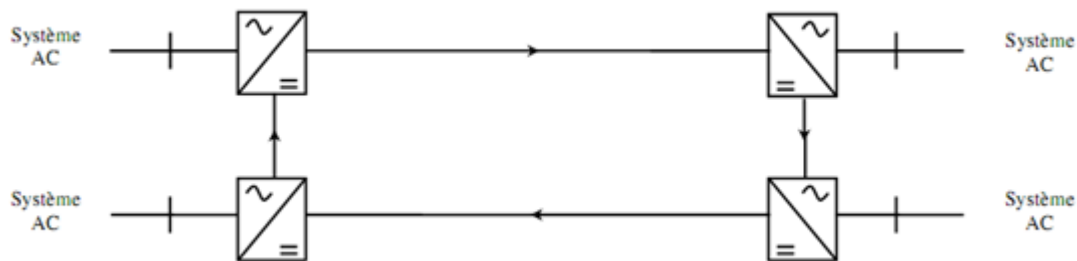


Fig.II-13 : Schéma de principe d'une liaison MTDC - CSC en configuration série

II.7 Transport HVDC

L'énergie électrique est généralement transportée par trois phases de courant alternatif (CA). Néanmoins, la recherche sur la technologie de transport CC n'a jamais été abandonnée. Cependant, l'un des domaines d'intérêt était la soupape de mercure à vapeur, qui pourrait rectifier le courant alternatif afin de transmettre les puissances. Noter aussi que, le système HVDC peut porter plus de puissance par conducteur, parce que, pour une estimation de puissance donnée, la tension constante dans une ligne à CC est inférieure à la tension maximale dans une ligne à AC.

II.8 L'utilisation du transport en courant continu HVDC

II.8.1 Liaisons souterraines ou sous-marines de grande longueur

Le transport à très haute tension par câbles constitue une solution toujours 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 et aussi des liaisons souterraines dans les zones fortement urbanisées, ou protégées, pour lesquelles, sous la pression de l'opinion publique, les ouvrages de transport aériens ne sont plus acceptés, même s'ils sont techniquement réalisables.

C'est là le domaine d'application le plus favorable à utilisation du courant continu, tant d'un point de vue économique que d'un point de vue facilité d'exploitation : Le transport d'énergie en courant continu permet de réduire notablement le coût des câbles et, dès que l'on dépasse 40Km, il devient compétitif avec le transport en courant alternatif.

Du point de vue technique, le courant continu permet de s'affranchir des problèmes de puissance réactive véhiculée, ce qui conduit à un surdimensionnement des câbles en courant alternatif, voir à une impossibilité technique. Le prix kilométrique des câbles à courant continu est en effet beaucoup plus bas que celui des câbles à courant alternatif, car leur diélectrique est soumis à des contraintes bien moins sévères, en outre, la capacité de transport des câbles à courant alternatif est diminuée par la circulation de la puissance réactive. En effet pour les grandes longueurs, il est nécessaire d'absorber cette puissance parasite dans des postes intermédiaires le long du câble, ce qui est fréquemment impossible, en particulier dans les liaisons sous-marines. [11]

II.8.2 Lignes aériennes de grande longueur

Lorsqu'on dépasse une distance de 500 Km le transport à courant continu devient une solution économique car le gain réalisé sur le coût des lignes dépasse le coût des stations de conversion aux extrémités. D'un autre côté on s'affranchit, en plus, des problèmes de compensation de la puissance réactive et de stabilité.

II.8.3 L'interconnexion internationale

On tire, en général, un très grand bénéfice de la mise en commun des aléas divers affectant les réseaux, quand les conséquences de ces difficultés peuvent être sur plusieurs réseaux au moyen d'interconnexions, parmi ces aléas figurent :

- Les variations de la consommation en fonction de la température extérieure.
- La perte de grosses unités de production.
- Les erreurs de prévision de la demande qui conduisent temporairement à un déséquilibre local entre capacité de production et demande en électricité. L'interconnexion permet à chaque partenaire de réduire la puissance en réserve destinée à faire face aux aléas et même de diminuer la puissance à installer. Donc les interconnexions internationales sont ainsi des ouvrages à forte rentabilité.

L'interconnexion en courant alternatif rend les deux réseaux qu'elle relie intimement dépendant, notamment en termes de maintien du synchronisme entre les différentes machines. [15]

II.8.4 Interconnexions entre réseaux à fréquences différentes

Plusieurs pays possèdent des réseaux exploités à des fréquences différentes (50 ou 60 HZ). La conversion statique de fréquence, passant par un intermédiaire à courant continu, constitue la seule solution économiquement envisageable. Des liaisons de ce type, existent au Japon (Sakuma et Shishinano), et au Brésil (Itaipu). [16]

II.8.5 Souplesse dans le développement des réseaux alternatifs

Les liaisons à courant continu présentent une souplesse qui peut être valorisée dans les réseaux alternatifs en développement. L'augmentation générale du courant de court circuit dans les réseaux à très haute tension (THT) constitue un exemple où le recours au courant continu pourrait constituer une variante attrayante au remplacement d'un certain nombre de matériels, tels que les disjoncteurs ou les jeux de barre, tout en conservant les avantages attachés à l'exploitation d'un réseau solidement maillé, le courant continu permet de concevoir des ouvrages de transport affranchis de tout problème majeur de stabilité et même de stabiliser les liaisons en courant alternatif voisines.

Enfin, la conversion de lignes existantes, exploitées en alternatif, en liaisons à courant continu, permet d'augmenter fortement la capacité de transit.

II.9 Systèmes HVDC et HVAC

II.9.1 Choix et comparaisons entre les systèmes (HVDC et HVAC)

L'exploitation d'un système (HVDC) n'est possible que dans des conditions dans lesquelles le coût des lignes à courant continu (CC) est inférieur à ceux des lignes à courant alternatif (AC), notamment à cause des stations de conversion d'énergie pour passer du courant alternatif au courant continu. De même, les lignes CC sont moins coûteuses que la ligne CA. Il est donc plus avantageux de choisir une ligne CC plutôt qu'une ligne CA qui n'est pas une solution techniquement et/ou économiquement acceptable selon Paola Bresesti, qui explique l'évolution et l'analyse de l'impact d'un parc de 100 MW qui est notre but de la recherche. Lorsque l'utilisation des distances supérieures à quelque dizaine de kilomètres, c'est notamment le cas de la plupart des câbles sous-marins

Généralement, les lignes de transport à haute tension en courant continu (HVDC) présentent des pertes qui peuvent être limitées à environ 5% [19]

II.9.2 Avantages d'un système de transport en HVDC

La transmission d'énergie à haute tension continue présente plusieurs avantages :

- ✓ Il n'y a pas de problèmes de stabilité, même pour de très longues distances on a besoin que de deux convertisseurs, voire d'un seul lorsqu'on peut utiliser la terre comme ligne de retour.

- ✓ La liaison (HVDC) dans une interconnexion constitue une barrière contre la propagation du défaut en cascade, à travers un réseau en courant alternatif (la puissance réactive n'est pas transmissible en HVDC)
- ✓ Les réseaux reliés par une ligne à courant continu ne sont pas obligatoirement à la même fréquence selon alors qu'ils doivent être en courant alternatif.
- ✓ Possibilité de supporter la puissance rapidement en cas de perturbation.
- ✓ Optimisation de conducteurs : Deux conducteurs pour le système bipolaire et un conducteur pour le système mono-polaire

II.9.3 Les inconvénients d'un système de transport en HVDC

La demande de transport d'énergie HVDC est limitée par des facteurs tels que :

- ✓ Haut coût de l'équipement de conversion.
- ✓ Génération des harmoniques.
- ✓ Besoin d'une source de puissance réactive.
- ✓ Complexité des contrôles.

II.9.4 Aspects économique

Lorsque les deux types de transmissions sont envisageables, la décision finale est prise en fonction du coût total des deux alternatives. Ce coût inclut entre autres celui des lignes (conducteurs, isolateurs, pylône) et celui de l'exploitation. Dans les conditions indiquées par T. Laurent [29], la Fig II-11 montre que le coût d'une transmission CCHT est plus faible que celui d'une transmission CA pour des distances supérieures à 500 km.

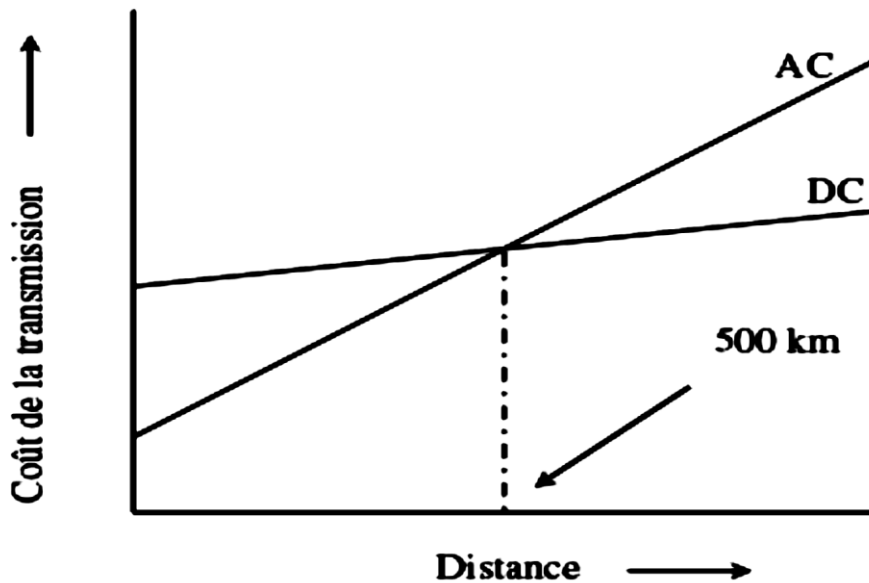


Fig.II-14 : Coûts relatifs comparés d'une liaison à courant continu et d'une liaison à courant Alternatif

II.10. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les systèmes HVDC et ce par la présentation des différentes configurations de ces systèmes.

Nous avons également essayé de démontrer l'intérêt et l'apport que peut apporter une liaison HVDC par rapport à une liaison HVAC. Pour cela. Les avantages et les inconvénients du système ont été présentés ainsi que les différentes configurations et les types des convertisseurs. Nous allons dans la suite de notre travail étudier les systèmes VSC-HVDC.

CHAPITRE III
MODELISATION ET COMMANDE
DE HVDC

III.1 Introduction

Les systèmes d'énergies électriques constituent une des composantes essentielles du développement économique. Leur rôle est de fournir aux utilisateurs la production d'électricité au moindre coût dans des conditions de qualité et de sécurité satisfaisantes dans ce chapitre. Nous représentons la modélisation mathématique de différents éléments. Du réseau électrique

III.2 Présentation générale des réseaux

La fonction principale des réseaux de distribution et transport est d'assurer la mise en commun de tous les moyens de production pour fournir l'énergie électrique aux différents utilisateurs. Les points de production sont des centrales qui produisent l'énergie électrique provenant de diverses sources d'énergie primaire : nucléaire, hydro- électrique, charbon...et naturellement l'énergie renouvelable éolienne, PV....

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes : la génération, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes chargés de l'adaptation des niveaux de tension. Traditionnellement, ces réseaux utilisent des courants alternatifs à basse fréquence (50 Hz ou 60 Hz). Nous distinguons trois types des réseaux électriques : [17]

III.2.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion

Qui ont pour mission de collecter l'énergie produite par les centrales et de l'acheminer avec les flux les plus importants possibles vers les zones de consommation afin de permettre une exploitation sûre et économique des moyens de production. Le niveau de tension dépend du pays, mais normalement, le niveau de tension est établi entre 220 KV et 800 KV (exemple 756 KV en Afrique du sud).[18]

III.2.2 Les réseaux de répartition

Le but de ces réseaux est d'amener l'énergie du réseau de transport aux centres de consommation d'énergie les plus importants. Ces centres de consommation sont publics ou privés (plus de 10 MVA), essentiellement des industries de l'acier, des produits chimiques, le chemin de fer, pour ne citer que les plus importants. Leur niveau de tension, est souvent compris entre 45kV et 160 kV. [19]

III.2.3 Les réseaux de distribution

Les réseaux de distribution acheminent l'énergie électrique du réseau de répartition (ou de transport) aux clients résidentiels et aux petits clients industriels. Les tensions des réseaux de distribution sont comprises entre 230V à 400V pour la basse tension et 4kV à 45 kV pour la moyenne tension. [20]

La fonction générale d'un réseau électrique est d'acheminer l'énergie électrique des centres de production jusque chez les consommateurs et, l'électricité n'étant pas directement stockable, d'assurer la liaison à tout instant dans l'équilibre production consommation. De plus, le réseau a un rôle de transformation, puisqu'il doit permettre de livrer aux utilisateurs un bien de consommation adapté à leurs besoins, le produit électricité, caractérisé par :

- Une puissance disponible, fonction des besoins quantitatifs du client ;
- Une tension fixée, fonction de cette puissance et du type de clientèle ;
- Une qualité traduisant la capacité à respecter les valeurs et la forme prévues de ces deux paramètres et à les maintenir dans le temps.

III.3 Modélisation des éléments du réseau électrique

III.3.1 Modélisation des machines synchrones

Les différentes machines ne sont pas indépendantes entre elles, mais reliées par un réseau d'énergie électrique. Celui-ci correspond à un ensemble de lignes, de transformateurs, de machines, de charges, de jeux de barres, de dispositifs de régulation, etc. La machine synchrone représente l'élément essentiel dans l'étude de la stabilité des systèmes d'énergie électriques. La mesure des paramètres de ce dernier reste un sujet très important et nombreuses études sont en cours afin de mieux cerner les propriétés de ces machines dans les réseaux électriques.

a) Constitution et principe de fonctionnement

- Le rotor porte l'enroulement inducteur parcouru par un courant d'excitation I_e continu.
- Le stator porte l'enroulement induit de courants alternatifs.

b) Fonctionnement en moteur

Les courants alternatifs de fréquence f dans l'induit (stator) créent dans l'entrefer de la machine, un champ magnétique tournant à la vitesse n_s . Le rotor, siège d'un champ magnétique constant, suit le champ tournant à la même vitesse n_s .

c) Fonctionnement en alternateur

L'alternateur est une machine synchrone à courant alternatif, il transforme l'énergie mécanique fournie par la turbine en énergie électrique. La pulsation « ω » du courant et de tension induite est proportionnelle à la vitesse de rotation de la machine « Ω ».

$$\omega = P \cdot \Omega \quad (\text{III.1})$$

Avec

P : est le nombre de paire de pôles.

Ω : vitesse de rotation en tr/mn

L'équation (III.1) peut s'écrire

$$\Omega = (2.\pi.f) / P = (2. \pi. N) / 60. \quad (III.2)$$

$$f = \pi.N / 60 \text{ (fréquence en Hz)}$$

N : vitesse en tours par minute (tr/mn).

La machine synchrone est composée d'un induit au stator et d'un inducteur au rotor. Le stator est un cylindre creux comportant sur sa face intérieure des encoches parallèles à l'axe dans lesquelles sont logés les conducteurs des trois phases (enroulements identiques a, b et c) décalés entre eux de $2\pi/3$ rad. Ces enroulements sont le siège d'une force électromotrice créée par la variation de flux dû à la présence d'un champ tournant dans l'entrefer de la machine.

Le rôle du rotor est réalisé dans l'entrefer un champ tournant à partir d'enroulement alimenté en courant continu (enroulement d'excitation). Il est entraîné par une turbine (turbine à vapeur ou hydraulique, etc....) qui fournit de l'énergie mécanique. Il existe deux types de rotor :

- **Rotor à pôles lisses (machine à entrefer constant)** : machines tournantes à grande vitesse (Centrales thermiques), figure (III.1).

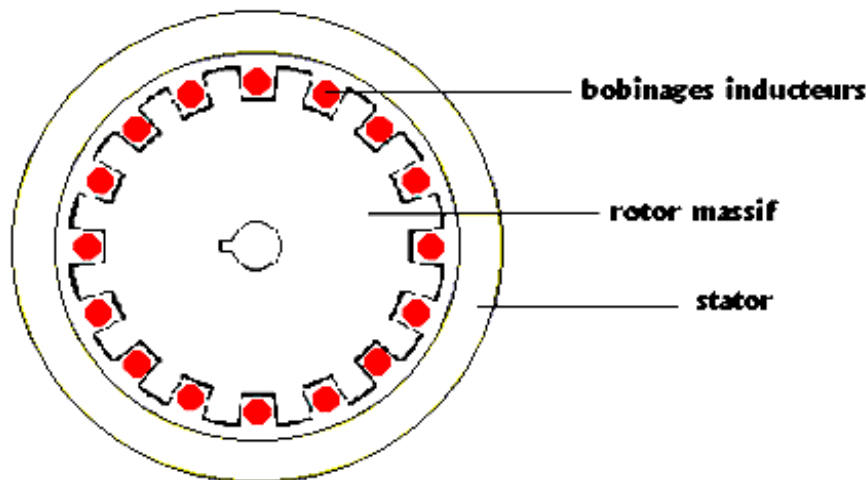


Fig.III-1 : Rotor à poles lisses.

- **Rotor à pôles saillants (machines à entrefer variable)** : machines tournantes à vitesse lente (Centrale hydraulique), Fig (III.2)

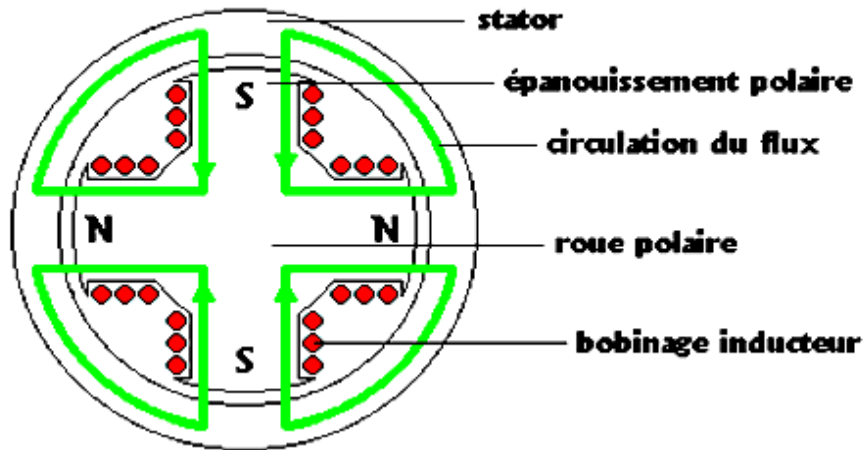


Fig.III-2 : Machines synchrones à pole saillants. [22]

Le problème de la modélisation de la machine synchrone comporte deux aspects :

- Le premier, est le choix du modèle de la machine synchrone ;
- Le deuxième, consiste à déterminer les paramètres à introduire dans le modèle (modèle de Park, 2eme ordre, 3eme ordre). La Fig (III.3) montre une représentation d'une machine synchrone à trois phases avec amortisseurs

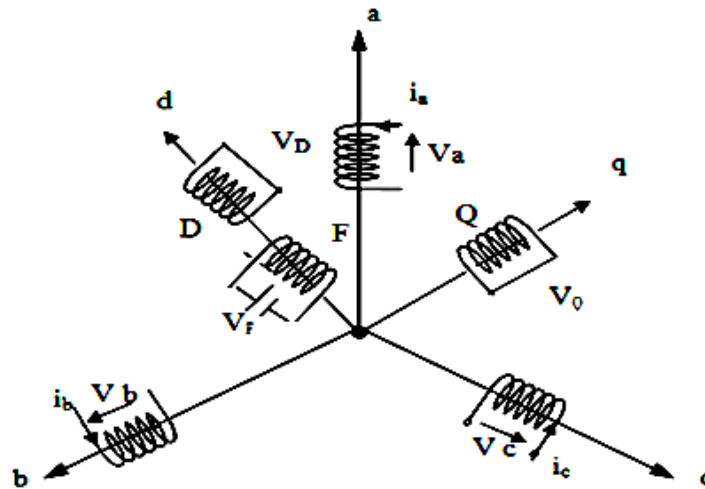


Fig.III-3 : Représentation schématique de la machine synchrone.

a) Relation entre flux et courant

Sur la base des hypothèses de non saturation de la machine et le circuit magnétique feuilleté, la relation flux courant s'exprime sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \\ \phi_F \\ \phi_D \\ \phi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{aF} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bF} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cF} & L_{cD} & L_{cQ} \\ L_{Fa} & L_{Fb} & L_{Fc} & L_{FF} & L_{FD} & L_{FQ} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & L_{DF} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & L_{QF} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (III.3)$$

Avec L_{jk} comme inductance propre du circuit quand $j=k$ et mutuelle quand $j \neq k$

b) Inductances propres au stator

On montre qu'elles sont de forme :

$$\begin{aligned} L_{aa} &= L_s + L_m \cos 2\theta \\ L_{bb} &= L_s + L_m \cos \left[2 \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \right] \\ L_{cc} &= L_s + L_m \cos \left[2 \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \end{aligned} \quad (III.4)$$

Avec $L_s > L_m$ et L_s et L_m constants

L_s : L'inductance statorique L_m : L'inductance mutuelle

c) Inductance propre au rotor

$$L_{ff} = L_f \quad L_{DD} = L_D \quad L_{QQ} = L_Q \quad (III.5)$$

d) Inductances mutuelles au stator

$$\begin{aligned} L_{ab} &= L_{ba} = M_s - L_m \cos \left[2 \left(\theta + \frac{\pi}{6} \right) \right] \\ L_{bc} &= L_{cb} = -M_s - L_m \cos \left[2 \left(\theta - \frac{\pi}{2} \right) \right] \\ L_{ca} &= L_{ac} = -M_s - L_m \cos \left[2 \left(\theta - \frac{5\pi}{6} \right) \right] \end{aligned} \quad (III-6)$$

Avec $M_s > L_m$

e) Inductances mutuelles au rotor

$$L_{fD} = L_{Df} = M_r \quad L_{fQ} = L_{fQ} = 0 \quad L_{DQ} = L_{QD} = 0 \quad (II-7)$$

f) Inductance mutuelles stator

$$\begin{aligned} L_{af} &= L_{fa} = -M_f \cos \theta \\ L_{bf} &= L_{fb} = -M_f \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \end{aligned} \quad (III-8)$$

$$L_{cf} = L_{fc} = -M_f \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right)$$

On aura de même pour les enroulements D et Q

$$L_{aD} = L_{Da} = M_D \cos\theta$$

$$L_{bD} = L_{Db} = M_D \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right)$$

$$L_{cD} = L_{Dc} = M_D \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right)$$

$$L_{aQ} = L_{Qa} = M_Q \sin\theta$$

$$L_{bQ} = L_{Qb} = M_Q \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \tag{III-9}$$

$$L_{cQ} = L_{Qc} = M_Q \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right)$$

g) Equations de tension

$$V_a = -r_a i_a - \frac{dQ_a}{dt}$$

$$V_b = -r_b i_b - \frac{dQ_b}{dt} \tag{III.10}$$

$$V_c = -r_c i_c - \frac{dQ_c}{dt}$$

$$V_f = r_f i_f - \frac{dQ_f}{dt}$$

$$0 = r_D i_D - \frac{dQ_D}{dt}$$

$$0 = r_Q i_Q - \frac{dQ_Q}{dt}$$

r_a , r_b et r_c sont les résistances des phases a, b, c de l'induit.

r_f , r_b et r_c sont la résistance de l'inducteur, de l'amortisseur d'axe d et de celui de l'axe q.

h) Transformation de Park

La méthode de décomposition selon deux axes liés au rotor appliquée à la machine synchrone permet de résoudre un grand nombre de problème des régimes transitoires (problème de perturbations, oscillations, fonctionnement asynchrone). La transformation de PARK permet de représenter la machine synchrone par une machine équivalente bipolaire ou les enroulements statoriques à, b, c seront Transfères vers le référentiel rotorique constitue par des enroulements orthogonaux suivant les axes q et d sont telles que :

$$V_q = E'_q - rI_q + X'_d I_q \tag{III.11}$$

$$V_d = E'_d - rI_d - X'_q I_q$$

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

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

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

$$T'_{qo} \dot{E}'_d = -E'_d - (X_q - X'_q)I_q \tag{III.12}$$

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

III.3.2 Modélisation de transformateur

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, côté consommateurs, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution BT. Chaque transformateur peut être modélisé par une résistance en série avec une réactance comme elle indique la. Fig (III.5).

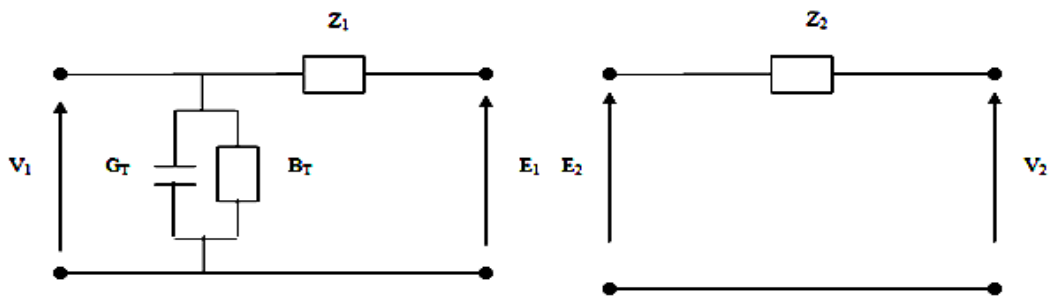


Fig.III-4 : Schéma équivalent d'un transformateur triphasé.

Afin de transformer l'amplitude des tensions d'un système triphasé, il faut théoriquement se servir de 3 transformateurs monophasés, dont les phases seront couplées, en fonction des contraintes, en étoile ou en triangle. En réalité, on se sert d'un seul circuit magnétique sur lequel sont bobinés les 6 bobinages. On appelle cela un transformateur triphasé. Il est de plus possible de coupler différemment le primaire et le secondaire pour, par exemple créer un neutre local ou apporter un déphasage entre certaines tensions.

On représente ci-dessous, en tant qu'exemple, le symbole d'un transformateur triphasé dont le primaire est câblé en étoile et le secondaire en triangle.

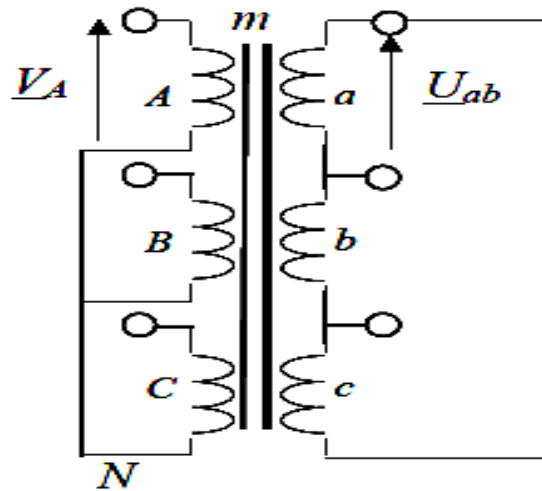


Fig.III-5 : Transformateurs triphasés. [23]

On notera de façon conventionnelle les bobinages primaires en majuscule (A, B et C) et secondaires en minuscules (a, b et c).

Les bobinages représentés côte à côte sont dits "en regard" et les tensions à leurs bornes sont le couplage est toujours indiqué par un symbole :

- Y ou y : couplage étoile primaire ou secondaire
- Δ ou d : couplage triangle primaire ou secondaire
- Z ou z : couplage Zig-Zag primaire ou secondaire

Proportionnelles de rapport n_a/n_A . C'est à dire qu'ici $U_{ab} = (n_a/n_A) \cdot V_A$

III.3.3 Modélisation des charges

Le modèle équivalent d'une charge est représenté par une impédance Z

$$Y_i = \frac{(p_i + jQ_i)}{V_i^2} \tag{III.13}$$

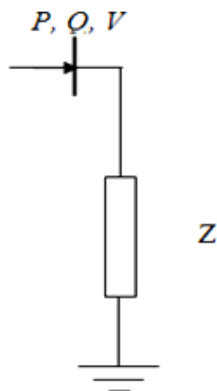


Fig.III-6 : Représentation d'une charge électrique.

Où:

$$I = 1, 2, \dots, n_{ch}$$

V_i : module de la tension aux nœuds de charges i .

P_i : puissances actives consommées par la charge i .

Q_i : puissances réactives consommées par la charge i .

III.3.4 Modélisation d'une ligne de transport

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Ils permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents

Le modèle d'une ligne de transport est donné par des quadripôles symétriques représentés par la FigIII-7 (a, b)

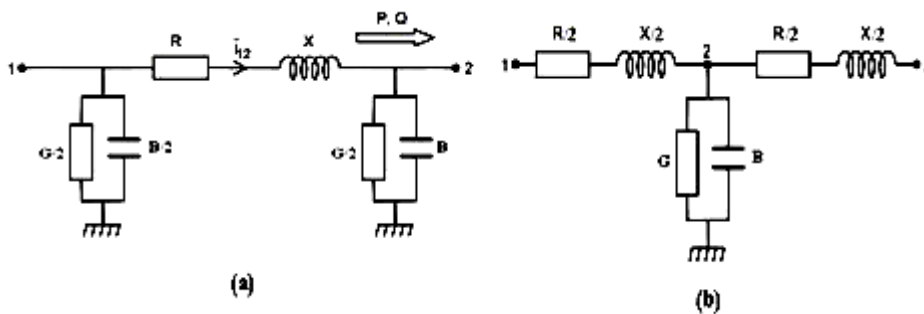


Fig.III-7 : Schéma équivalent d'une ligne de transport.

(a) : Modèle en π .

(b) : Modèle en T.

- R : résistance de la ligne
- X : réactance de la ligne ;
- G : conductance de la ligne ;
- B : réactance capacitive de la ligne

III.3.5 Modélisation du convertisseur

Nous avons utilisé le pont de Graëtz triphasé à diodes alimenté par un système de tensions équilibrées sinusoïdale triphasée fig. III.8. Deux diodes d'un même bras ne peuvent conduire simultanément, D_1 vient conduit lorsque V_1 est supérieur à V_2 et V_3

$$V_1 = \text{Max}(V_j) ; j=1,2,3$$

Le même raisonnement conduit aux conditions suivantes :

- D_i conduit si $V_i = \text{Max}(V_j) ; j=1, 2,3 ; i=1, 2,3$.

- D'_i conduit si $V_i = \text{Min}(V_j) ; j=1, 2,3 ; i=1, 2,3$.

Pendant chaque séquence de conduction, la tension E_d à la sortie du redresseur est :

$$E_d = \text{Max}(V_j) - \text{Min}(V_j) ; j=1, 2,3. [24]$$

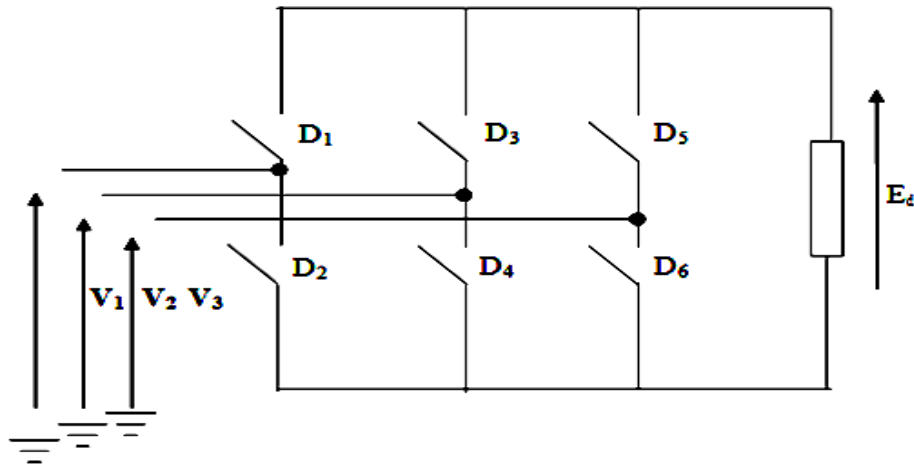


Fig.III-8 : Pont de Graetz triphasé à diodes.

III.4 Commande de l' HVDC

III.4.1 La description de convertisseur statique DC/AC

Les onduleurs sont des convertisseurs statiques (onduleur) assurant la conversion d'énergie électrique de la forme continue à la forme alternative.

Il existe des onduleurs :

- Non autonomes : la fréquence et la forme d'onde sont imposées par la source du côté alternatif « le réseau ».

- Autonomes : la fréquence et la forme d'onde sont imposées par la commande et la source du côté continu.

L'onduleur est un convertisseur réversible, il permet de transférer la puissance de l'alternative vers le continu, mais le sens normal de transfert est du continu vers l'alternative.

On distingue deux grands types d'onduleurs :

- Les onduleurs de tension : alimentés par une source de tension continue.

- Les onduleurs de courant : alimentés par une source de courant continu.

III.4.2 L'onduleur de tension triphasé

La fig. (II-6) donne le schéma de principe de l'onduleur de tension triphasé, il est placé entre une source de tension triphasée parfaite, donc de tension constante et une charge triphasée équilibrée parcourue par des courants i_a, i_b, i_c forment un système triphasé sinusoïdal équilibré. L'onduleur est un assemblage de trois ponts monophasés formés chacun de deux interrupteurs en série (k_1 et k_1' , k_2 et k_2' , k_3 et k_3').

Les interrupteurs d'un même demi- pont doivent être complémentaires pour que la source de tension ne soit jamais en court-circuit, et pour que les circuits des courants i_a, i_b, i_c ne soient jamais ouverts.

Pour que les six interrupteurs puissent imposer les tensions de sortie, quels que soient les courants i_a, i_b, i_c il faut que ces interrupteurs soient bidirectionnels en courant. Chacun d'eux est formé d'un semi-conducteur à ouverture et fermeture commandées.

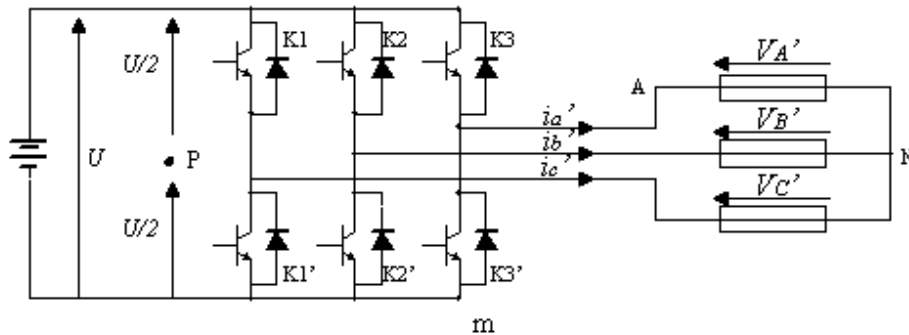


Fig.III-9 : Onduleur de tension triphasé.

Les interrupteurs de fréquence de commutation très élevée peuvent être soit :

IGBT (insulated Gate Bipolar Transistor)

L'IGBT est un transistor dont la conduction est amorcée et désamorcé en appliquant une tension appropriée sur la gâchette. Les trois bornes sont nommées collecteur C, émetteur E et base B. L'IGBT peuvent supporter à l'état passant des courant I_c jusqu'à 800A, et à l'état bloqué des tensions jusqu'à 1.5KV.

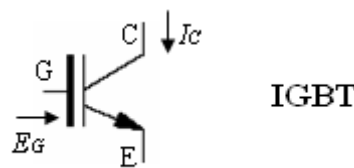


Fig.III-10 : IGBT.

GTO (Gate Turn-Off thyristor)

Hormis leur aptitude à interrompre le courant d'anode en injectant un courant dans la gâchette. A l'état bloqué les GTO peuvent résister aux tensions de 4KV positives mais non pas aux tensions négatives. A l'état passant, la chute de tension est environ 3 V. la conduction est initiée en injectant un courant positif dans la gâchette.

Afin de maintenir la conduction dans le GTO, le courant d'anode ne doit pas baisser en dessous d'un seuil appelé courant de maintien.

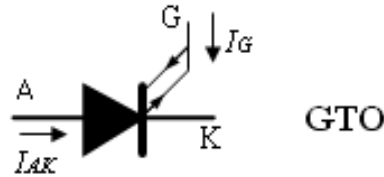


Fig.III-11 : GTO.

Le courant d'anode est bloqué en injectant un courant négatif substantiel dans la gâchette pendant quelques microsecondes. Afin d'assurer le blocage, le courant injecté dans la gâchette doit être environ le tiers du courant circulant dans l'anode. [25]

III.4.3 Commande par MLI

Il existe une autre méthode de commande d'onduleur pour réduire le taux d'harmoniques générées par l'onduleur à commande pleine onde, qui présente un perfectionnement de la forme d'onde en créneaux à savoir des périodes à fermeture/ouverture variables de telle façon que la longueur des périodes de fermeture soit maximale à la crête de l'onde cette forme de commande est appelée modulation de largeur impulsions MLI, on remarque que l'aire de chaque impulsion correspond à peu près à l'aire sous l'onde sinusoïdale désirée entre les milieux de deux intervalles successifs d'ouverture. Le résidu harmonique d'ordre inférieur de l'onde MLI est nettement plus faible que celui de toute autre forme d'onde. Pour déterminer les instants d'amorçage nécessaire à la synthèse correcte de l'onde MLI, on génère dans les circuits de commande une onde sinusoïdale de référence à la fréquence désirée et on compare avec l'onde triangulaire décalée. Les points d'intersection des deux ondes déterminent les instants d'amorçage des interrupteurs.

$V_r(t)$: signal de référence.

$V_p(t)$: signal triangulaire (porteuse)

Si $V_r(t) > V_p(t) \rightarrow T1$ fermé et $T2$ ouverte

Si $V_r(t) < V_p(t) \rightarrow T1$ ouverte et $T2$ fermé.

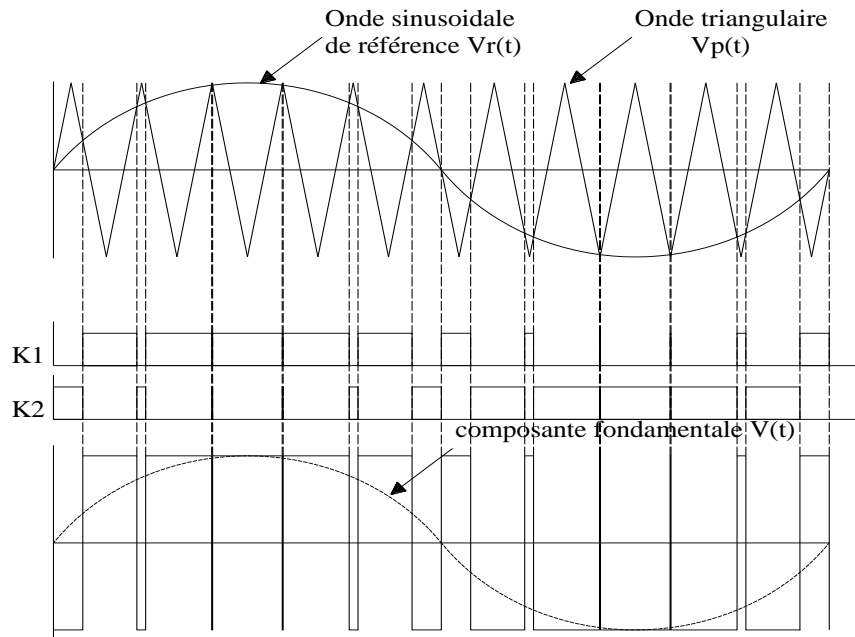


Fig.III-12 : La sortie d'un onduleur à commande MLI.

Pour le triphasé il faut faire un décalage dans les instants de commutation.

Les instants de commutation de T2 décalée de $2\pi/3$ par rapport à T1.

Les instants de commutation de T3 décalée de $4\pi/3$ par rapport à T1.

On module l'onde triangulaire de haute fréquence par l'onde sinusoïdale de référence, l'onde triangulaire n'étant pas décalée. Le grand nombre de commutations par période des formes d'ondes en créneaux et MLI entraîne de grandes pertes par commutation dans les interrupteurs de l'onduleur.

Pour choisir un onduleur à onde quasi carré ou onduleur à MLI considérer le coût supplémentaire de l'électronique de commande, avec les pertes par commutation d'une part, et le reliquat d'harmoniques d'ordre inférieurs en sortie d'autre part. La technique de commande en MLI permet un réglage de la fréquence et de la valeur efficace de la tension de sortie par les deux paramètres suivants :

➤ L'indice de modulation

$$m = \frac{f_p}{f_r}$$

Qui influe principalement sur le contenu d'harmonique de l'onde de sorti

➤ L'onde de sortie :

$$r = \frac{V_r}{V_p}$$

V_r et V_p étant respectivement les valeurs des crêtes de la référence et de la porteuse. Pour toutes ces raisons on a choisi d'utiliser la commande MLI dans cet exposé. [26]

III.4.3 La commande de la puissance active

Le réglage du transit de puissance sur une liaison à courant continu repose sur la possibilité de régler la FEM (force électromotrice) du redresseur ou la FCEM (force contre électromotrice) de l'onduleur par simple action sur les angles d'amorçage de leurs valves. Un des organes essentiels de la commande d'un convertisseur, appelé calculateur d'angle. Les fonctions de commande qui asservissent la phase de l'oscillateur permettent le réglage de convertisseur selon l'un des modes suivants :

- Réglage de l'angle d'amorçage α ;
- Réglage de l'angle d'extinction minimale δ ;
- Réglage de la tension U_d ;
- Réglage du courant continu I_d ;

Pour réaliser ces réglages, une boucle d'asservissement compare une consigne et une mesure de la grandeur réglée. La différence est amplifiée par un régulateur dont la transmittance est ajustée pour assurer la stabilité et célérité de l'asservissement. La fonction de commande élaborée par le régulateur agit sur le calculateur d'angle afin que la modification des angles d'amorçage tend à maintenir en permanence l'égalité entre consigne et mesure. Les convertisseurs à MLI offrent plusieurs avantages sur ceux à thyristors utilisant la commutation naturelle. Dans le cas du contrôle par modulation de largeur d'impulsion (MLI), les erreurs entre les courants réels et les courants de référence sont traitées par des régulateurs. La commande des interrupteurs de l'onduleur s'obtient en comparant la sortie des régulateurs avec un signal. [27]

III.4.4 Boucle à verrouillage déphasé (PLL)

La commande PLL est nécessaire dans le contrôle des convertisseurs. Celle-ci joue un rôle de synchronisation et détecte l'angle θ , elle permet de générer des références de courant. Cependant, il existe plusieurs méthodes de PLL. [28]

Une boucle à verrouillage de phase classique est constituée

- ✓ d'un comparateur de phase (Phase Frequency Detector - PFD) ;
- ✓ d'un filtre de boucle ;
- ✓ d'un oscillateur commandé en tension (Voltage Controlled Oscillator - VCO) et
- ✓ d'un diviseur de fréquence éventuel.

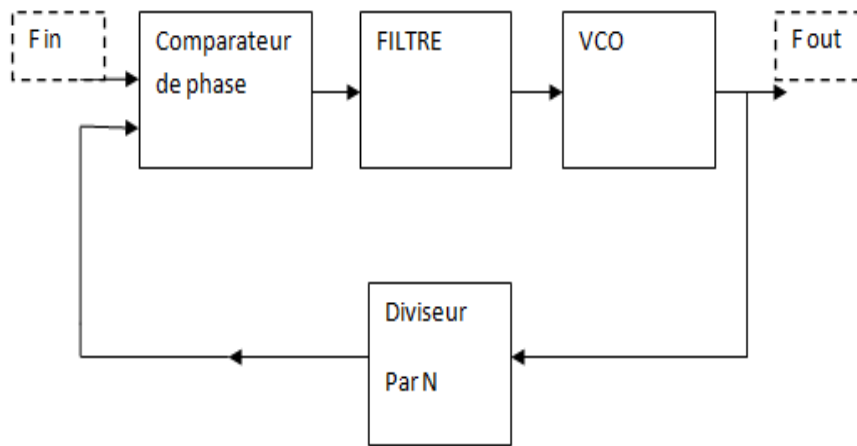


Fig.III-13 : Boucle à verrouillage déphasé (PLL).

III.5 Système de contrôle de VSC

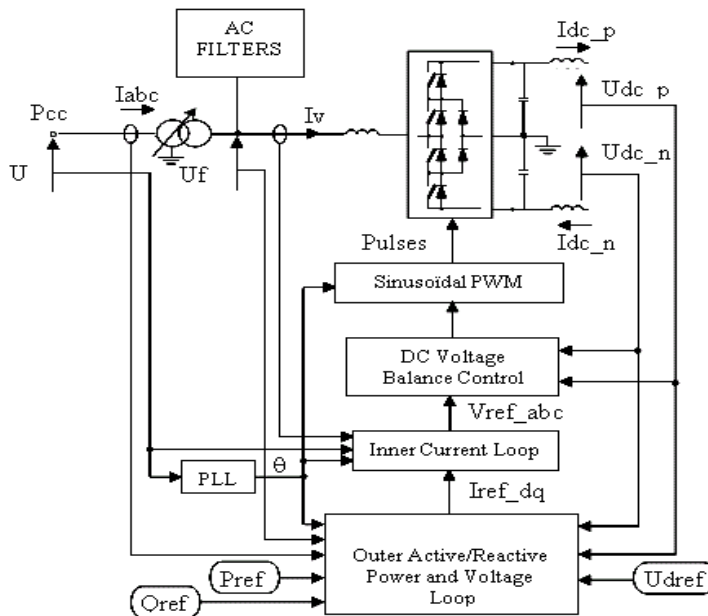


Fig.III-14 : Système de contrôle de VSC

Les conceptions de contrôleur du convertisseur 1 et du convertisseur 2 sont identiques. Les deux contrôleurs sont indépendants sans la communication entre elles. Chaque convertisseur a deux degrés de liberté. Dans notre cas, ceux-ci sont employés pour commander :

- P et Q dans la référence 1 (redresseur)
- et Q dans la référence 2 (onduleur).

La commande de la tension CA Serait également possible comme alternative au Q. Ceci exige un régulateur supplémentaire qui n'est pas mis en application dans notre modèle.

III.5.1 Boucle externe de puissance active et réactive et de tension :

La boucle de puissance active et réactive et de tension contient les régulateurs externes de boucle qui calcule la valeur de référence du vecteur courant de convertisseur (I_{ref_dq}) qui est l'entrée à la boucle de courant intérieure. Les modes de commande sont : à l'axe de « d », le flux de puissance actif au P_{CC} ou la tension CC De poteau-à-poteau ; à l'axe de « q », le flux de puissance réactif au PCC. Noter cela, il serait également possible pour ajouter un mode de commande de tension CA au PCC à l'axe de « q ». Les fonctions principales de la boucle de puissance active et réactive et de tension sont décrites ci-dessous.

Le bloc de régulateur de commande de puissance réactive combine une commande de PI avec une commande de réaction pour augmenter la réponse de vitesse.

Le bloc de régulateur de commande de tension CC Emploie un régulateur de PI. Le bloc est permis quand le bloc de gestion d'Active Power est handicapé. Le rendement de bloc est une valeur de référence, pour le composant de « d » du vecteur courant de convertisseur, pour le bloc courant de limitation de référence.

Le bloc courant de calcul de référence transforme les références de puissance active et réactive, calculées par les contrôleurs de P et de Q, aux références courantes selon la tension mesurée (de vecteur d'espace) à l'autobus de filtre. La référence courante est estimée en divisant la référence de puissance par la tension (jusqu'à un minimum préréglé la valeur de tension).

Le vecteur courant de référence est limité à une valeur acceptable maximum (c.-à-d., personne à charge d'équipement) par le bloc courant de limitation de référence. En mode de commande de puissance, la graduation égale est appliquée à la référence de puissance active et réactive quand une limite est imposée. En mode de commande de tension CC, Une priorité plus élevée est accordée à la puissance active quand une limite est imposée pour une commande efficace de la tension.

III.5.2 Boucle de courant intérieure

Les fonctions principales du bloc intérieur de boucle de courant sont décrites ci-dessous.

Le bloc de gestion courant à C.A. dépiste le vecteur courant de référence (composants de « d » et de « q ») avec un arrangement vers l'avant d'alimentation pour réaliser une commande rapide du courant aux changements et aux perturbations de charge Essentiellement, ils se composent savoir les tensions de vecteur d' U_{dq} et calculer ce qu'êtré les tensions de convertisseur de PWM-VSC.

Le dq inverse et les blocs inverses de transformation de PARK sont exigés pour produire des références triphasées de tension au PWM.

III.5.3 Commande d'équilibre de tension CC

La commande d'équilibre de tension CC Peut être permise ou désactivée. La différence entre les tensions latérales de C.C (positives et négatives) sont commandées pour maintenir le côté de C.C du pont à trois niveaux équilibré (c.-à-d., des tensions égales de poteau) dans équilibré. Les petites déviations entre les tensions de poteau peuvent se produire aux changements de convertisseur actif/réactif courant ou dû à la non-linéarité sur le manque de précision de l'exécution de la tension modulée de pont de durée d'impulsion. En outre, les Déviations entre les tensions de poteau peuvent être dues au déséquilibre inhérent dans l'impédance de composants de circuit.

III.6 Optimisation des performances des régulateurs

La recherche des performances optimales des régulateurs nous amène à effectuer les tests suivants. Des tests sont effectués pour déterminer la performance en puissance active et réactive et tension Udc

III.6.1 Test de la réponse en puissance active

Pour tester les performances du régulateur de la puissance coté redresseur, on applique une variation de la consigne de puissance égale à 0.1 pu à $t = 1.5$ s (Fig III-15).

La figure montre la variation de la puissance active cotée redresseur avec une valeur de référence ou on observe que le signal de la réponse suit la référence.

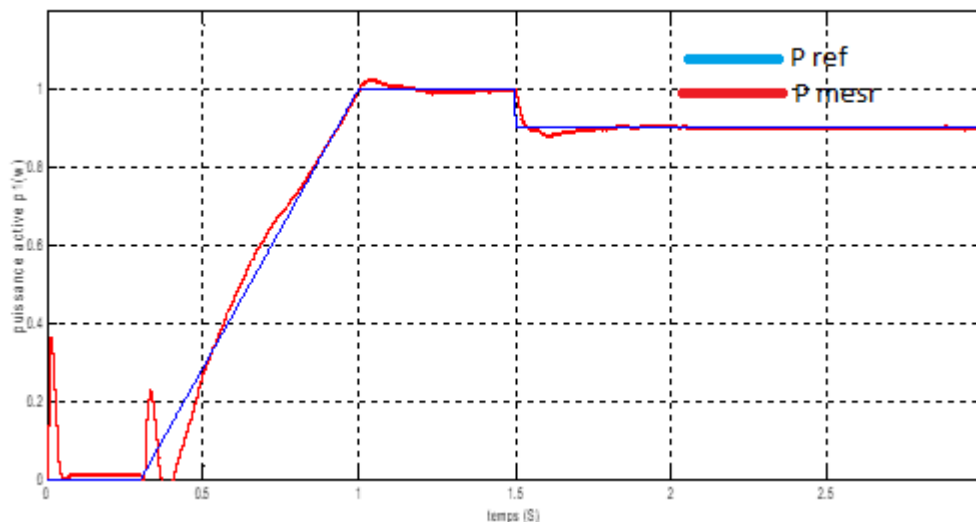


Fig.III-15 : Puissance active avec le signal de référence

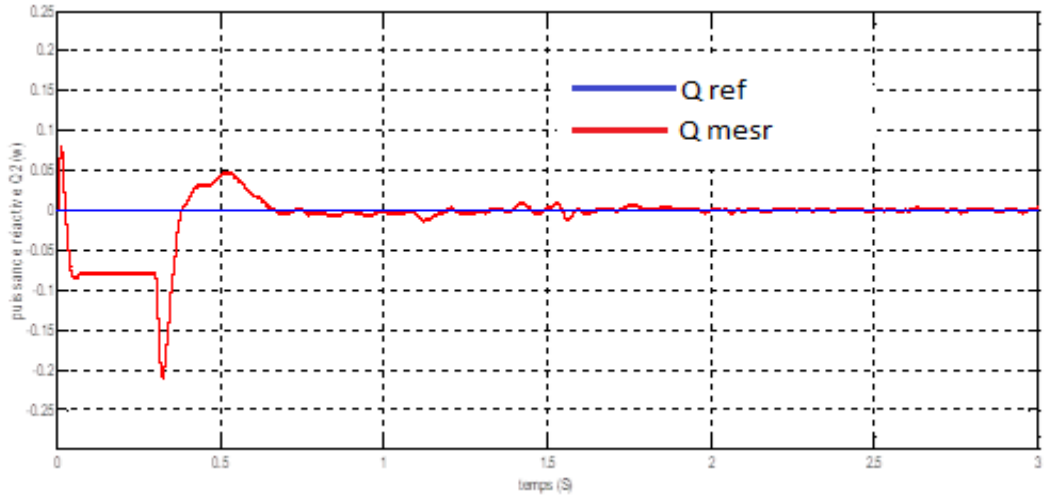


Fig.III-16 : Puissance réactive avec le signal de référence

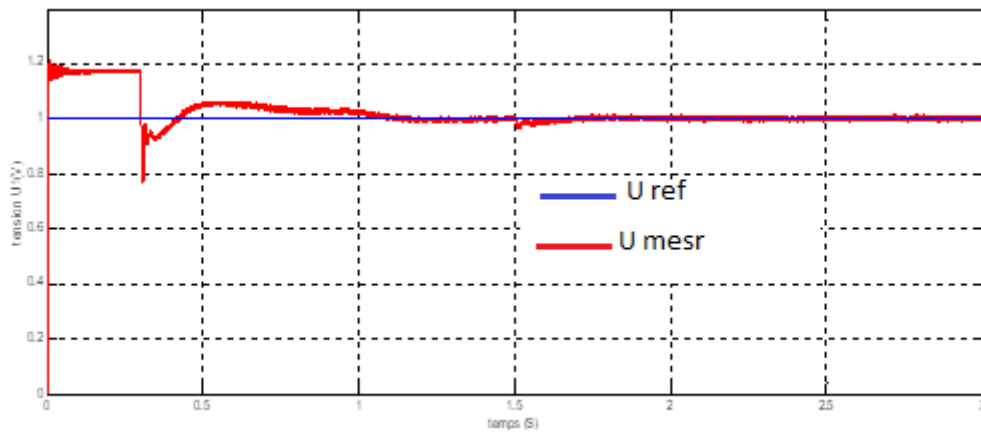


Fig.III-17 : Tension Udc coté onduleur avec le signal de référence

On observe également que la tension continue et la puissance réactive restent constantes comme le montre les Fig III-16 et Fig III-17 et obéissent à la commande coté onduleur

III.6.2 Test de la réponse en puissance réactive

Pour tester les performances du régulateur de la puissance réactive coté redresseur, on applique une variation de la consigne de puissance égale à 0.1 pu à $t = 1.5$ s. La (Fig III-18) montre la variation de la puissance réactive coté redresseur avec leurs valeurs de référence on observe que la réponse est bien contrôlée et stable.

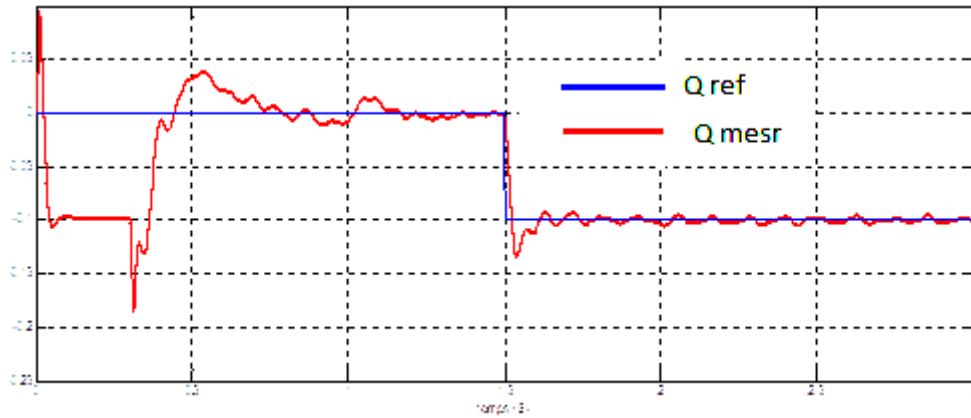


Fig.III-18 : Puissance réactive avec le signal de référence

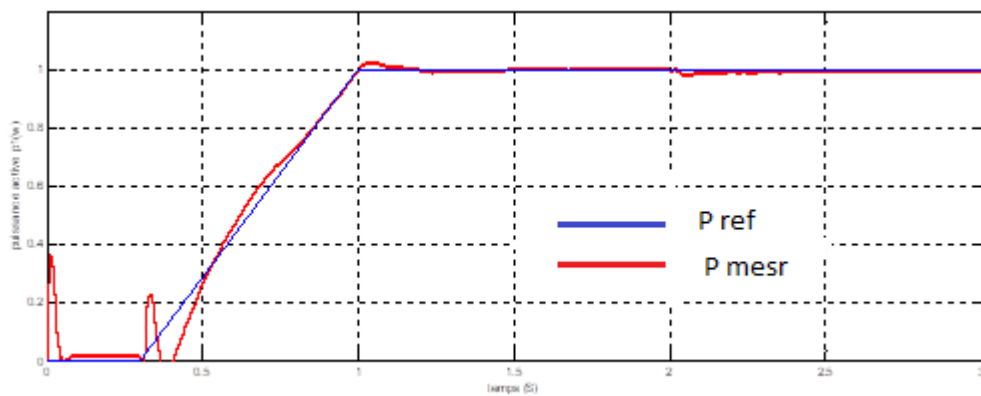


Fig.III-19 : Puissance active avec le signal de référence

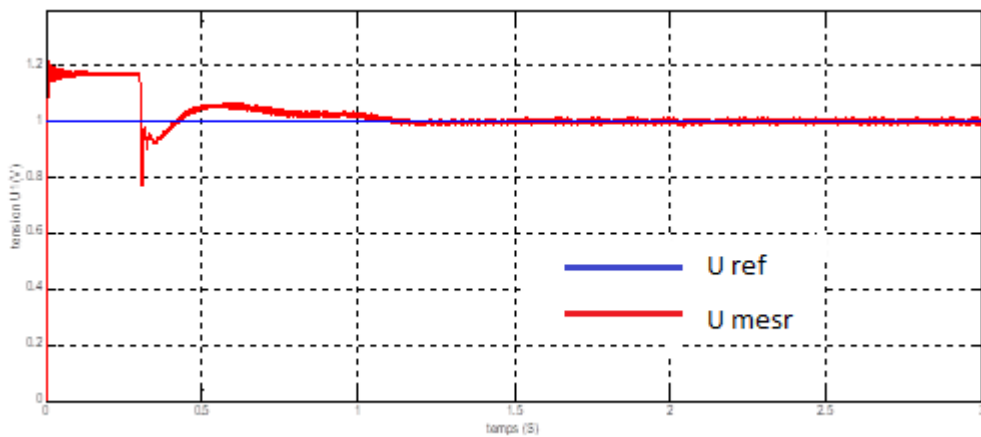


Fig.III-20 : Tension Udc avec le signal de référence

La tension Udc et la puissance active restent constantes comme le montre la Fig III-19 et la Fig III-20

III.6.3 Test de la réponse en tension DC

Pour tester les performances du régulateur de tension DC coté onduleur, on applique une variation de la consigne de tension égale à 0.1 pu à $t = 1.5s$ la Fig III-17 montre la tension continue côté onduleur avec leurs valeurs de référence V_{ref} en bleu. La réponse est bien contrôlée et stable.

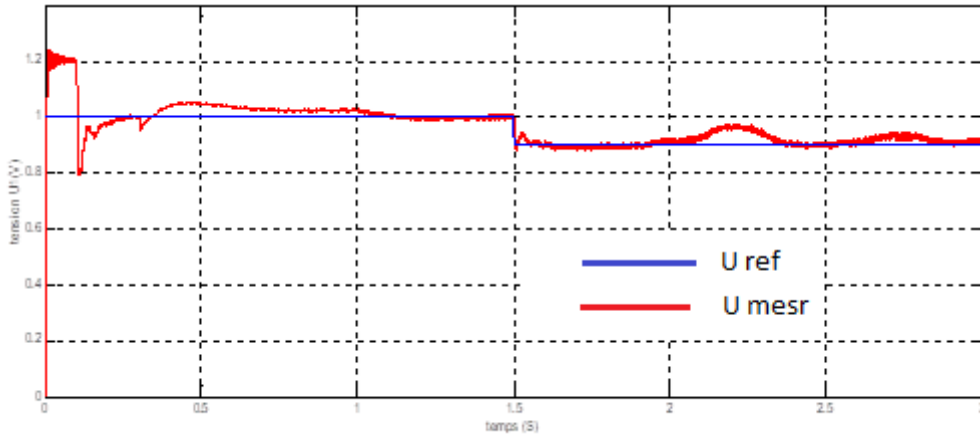


Fig.III-21 : Tension dc avec le signal de référence

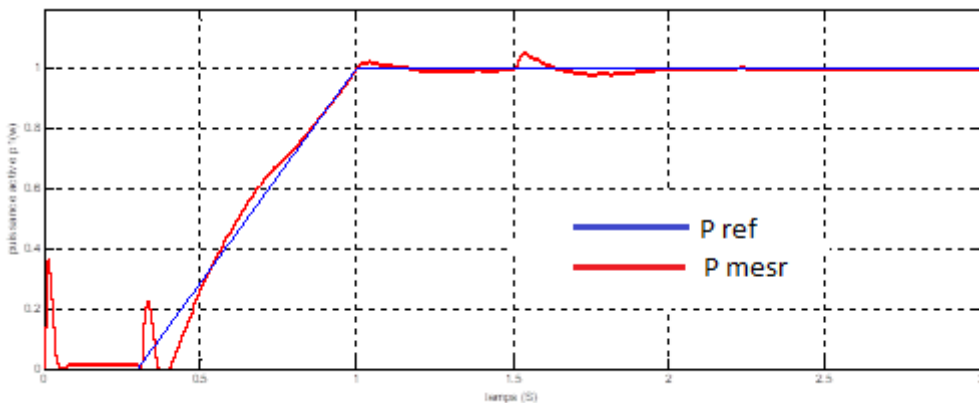


Fig.III-22 : Puissance active avec le signal de référence

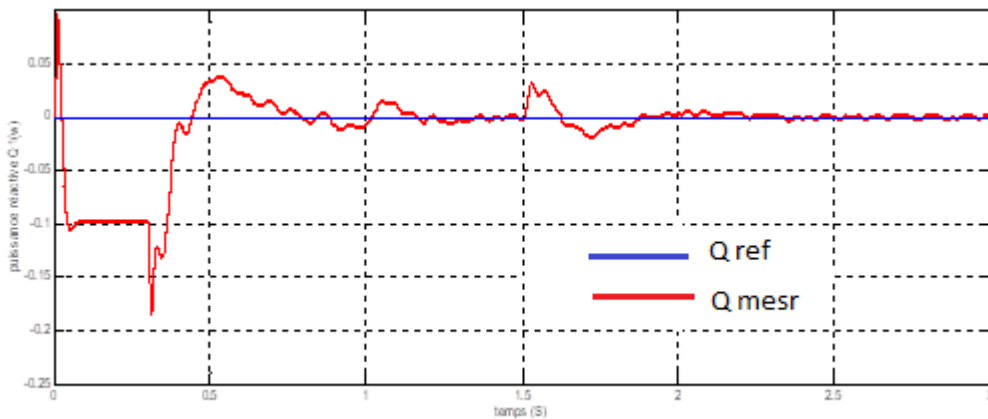


Fig.III-23 : Puissance réactive avec le signal de référence

Les deux puissances active et réactive restent constantes comme le montre la Fig III-22 et la Fig III-23

III.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité les notions générales concernant la modélisation des différents éléments constituant un HVDC, nous avons ensuite présenté la modélisation des différents éléments du réseau électrique pour la prochaine partie de cette étude

Et finalement nous avons testé les performances des différents régulateurs de notre système HVDC à savoir la puissance active ; la puissance réactive et la tension DC.

CHAPITRE IV
APPLICATION D'UN HVDC DANS
UN RESEAU

IV.1 Introduction

Notre étude a pour objet l'étude du comportement d'un système HVDC reliant deux réseaux alternatifs, en régime normale et en régime perturbé suite à un défaut

IV.2 Description du système à simuler

Le schéma globale de réseau est un diagramme unifilaire illustré sur la Fig (IV.1) il représente un système de transport à courant continu (75km) reliant un réseau 230 KV, 2000MVA, 50HZ à un réseau 230KV ,2000MVA, 50HZ

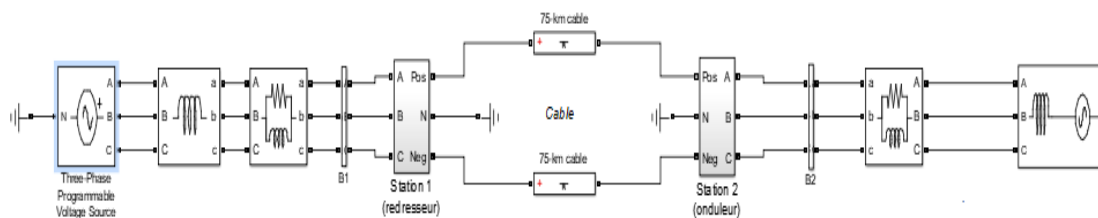


Fig IV-1: schéma unifilaire du réseau électrique avec un lien HVDC

IV.3 Simulation par Matlab.

Dans notre travail, nous avons choisis le logiciel MATLAB/Simulink pour examiner le comportement du dispositif HVDC sous différentes situations.

IV.4 simulation du comportement du HVDC dans le réseau test

Nous avons simulé le comportement du HVDC pour contrôler le transit de puissance active sur la longue de la ligne dans le réseau, et pour une perturbation. La perturbation choisi est un défaut triphasé appliqué à les deux cote (cote redresseur cote onduleur)

IV.4.1 Analyse des paramètres du système en régime normal.

La Fig IV 2 montre la forme du courant alternatif en fonction du temps. Nous constatons qu'il a la même allure cotée redresseur que coté onduleur par ce qu'il s'agit du même courant qui passe dans le lien HVDC. Nous remarquons que les allures des courants sont ondulées malgré l'assistance des filtres, ces ondulations sont causées par l'équipement de l'électronique de puissance.

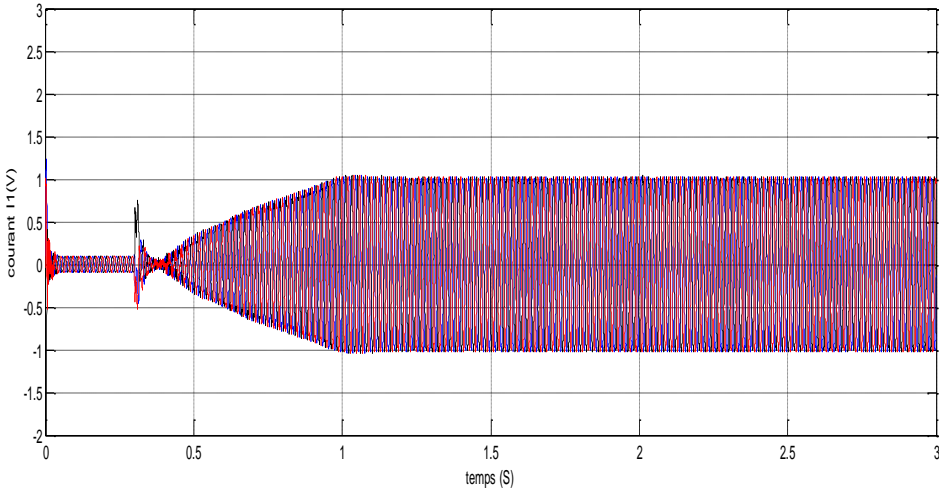


Fig IV-2: Iabc courant -coté redresseur

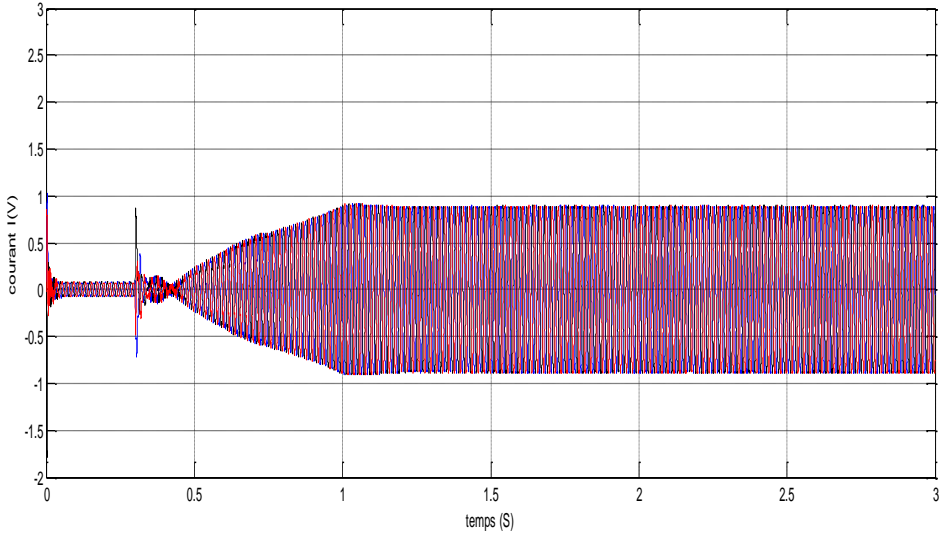


Fig IV-3: Iabc courant -coté onduleur

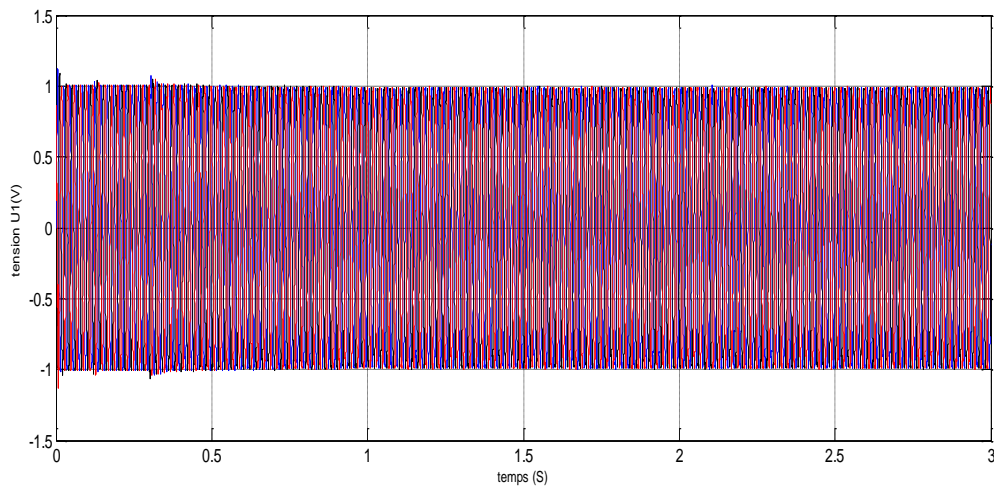


Fig IV-4: Uabc tension -coté redresseur

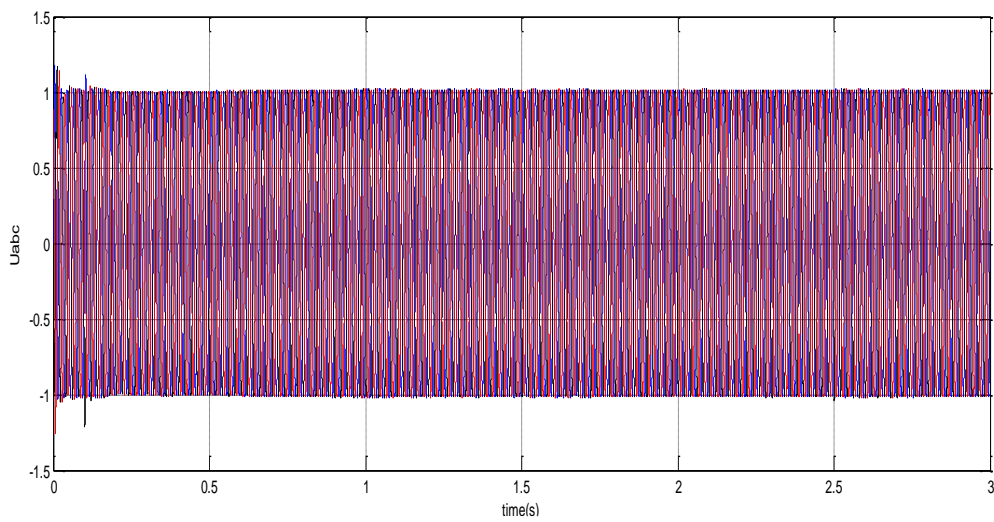


Fig IV-5: Uabc tension -coté onduleur

Les figures (IV.4 IV.5) illustrent la forme sinusoïdale des allures des tensions alternatifs Nous remarquons pour les deux coté redresseur et onduleur ont la même courbe.

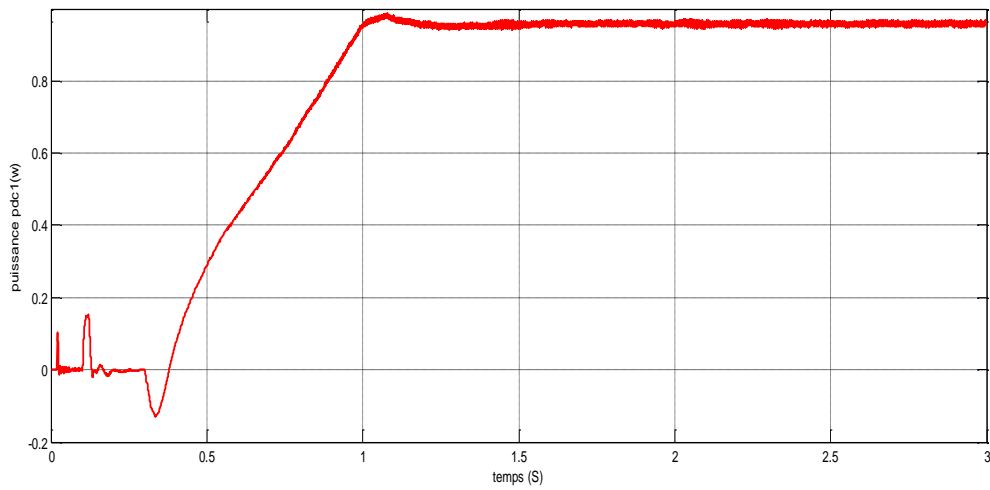


Fig IV-6: pdc-coté redresseur

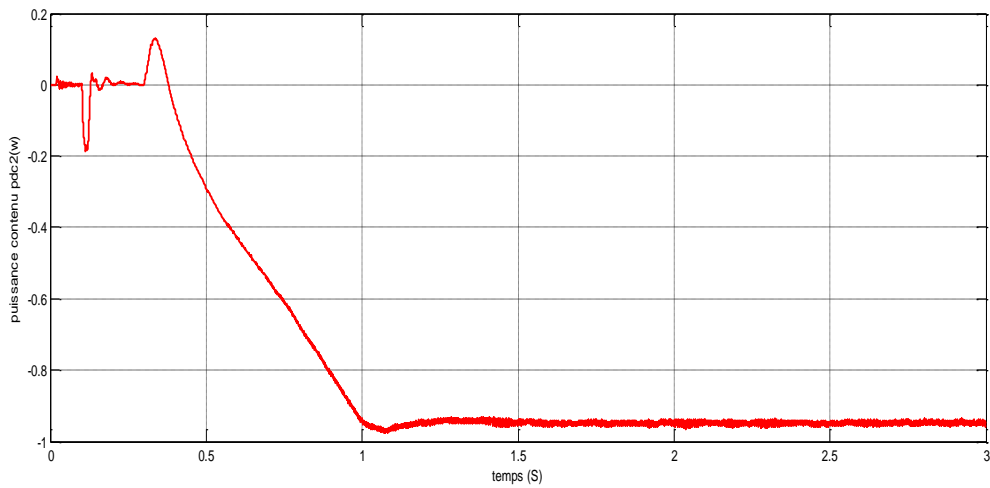


Fig IV-7: pdc -coté onduleur

Les figures (IV.6 IV.7) illustrent la forme de puissance active Pdc Nous remarquons pour les deux coté redresseur et onduleur ont la même courbe.

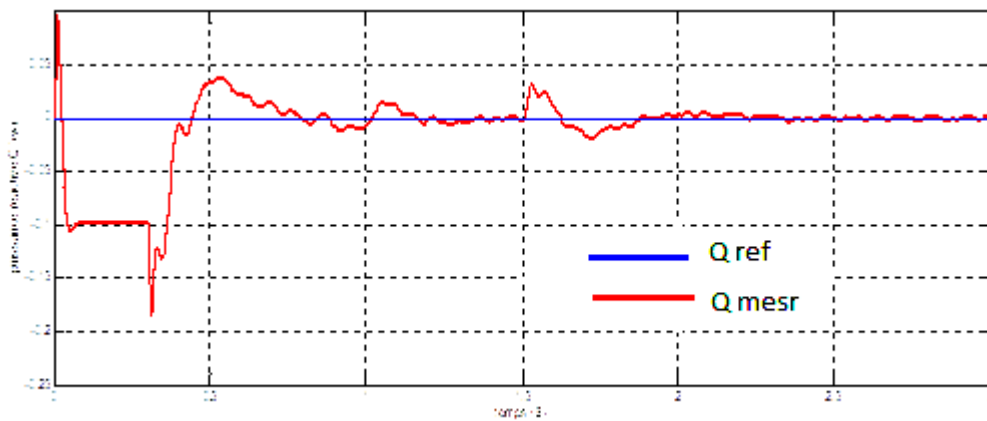


Fig IV-8: Q_mesr-coté redresseur

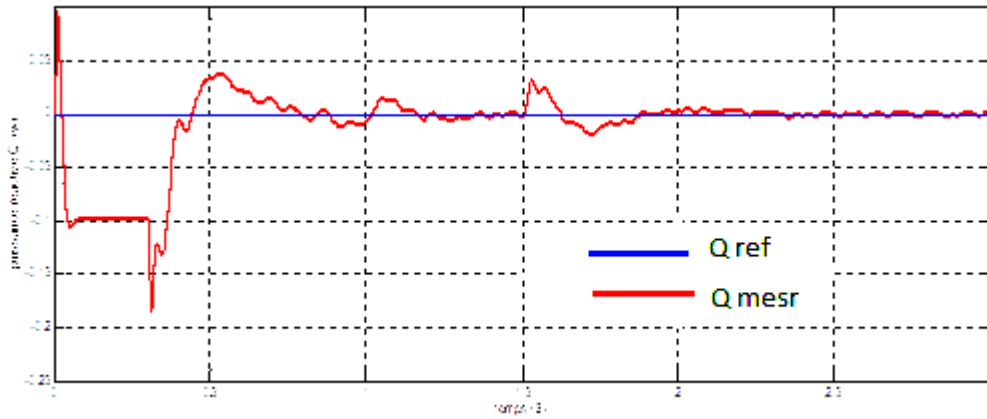


Fig IV-9: Q_mes-coté onduleur

Les figures (IV.8 IV.9) illustrent la forme de puissance réactive Nous remarquons pour les deux coté redresseur et onduleur ont la même courbe.

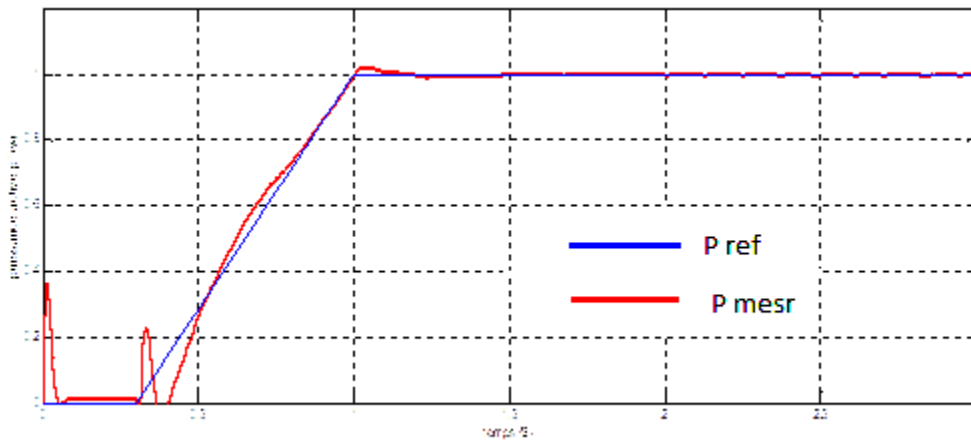


Fig IV-10: P mes coté redresseur

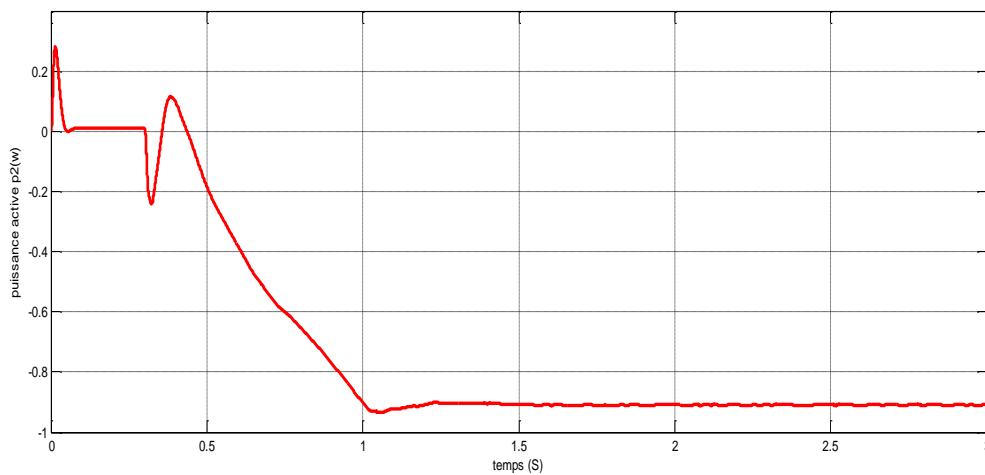


Fig IV-11: P mes coté onduleur

Les figures (IV.10 IV.11) illustrent la forme la puissance active P mes Nous remarquons pour les deux coté redresseur et onduleur ont la même courbe.

IV.5 Analyse des paramètres système en régime perturbé.

Nous allons simuler le comportement du réseau test suit à l'application d'un défaut triphasé de durée de 200ms aux endroits suivants

IV.5.1 Défaut coté onduleur

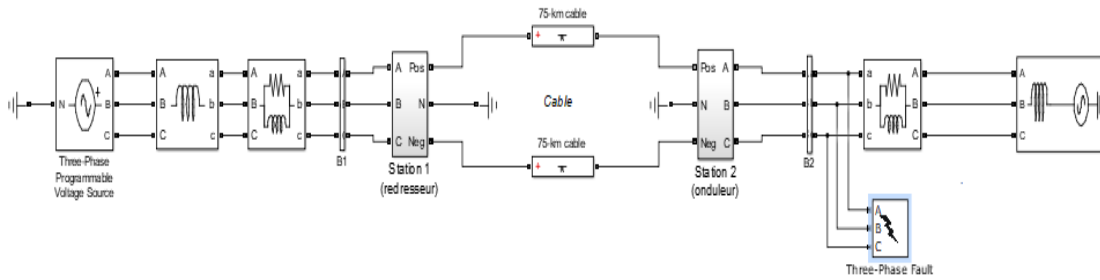


Fig IV-12: Système étudié

Le défaut triphasé est localisé coté onduleur comme indiqué sur la Fig VI-12

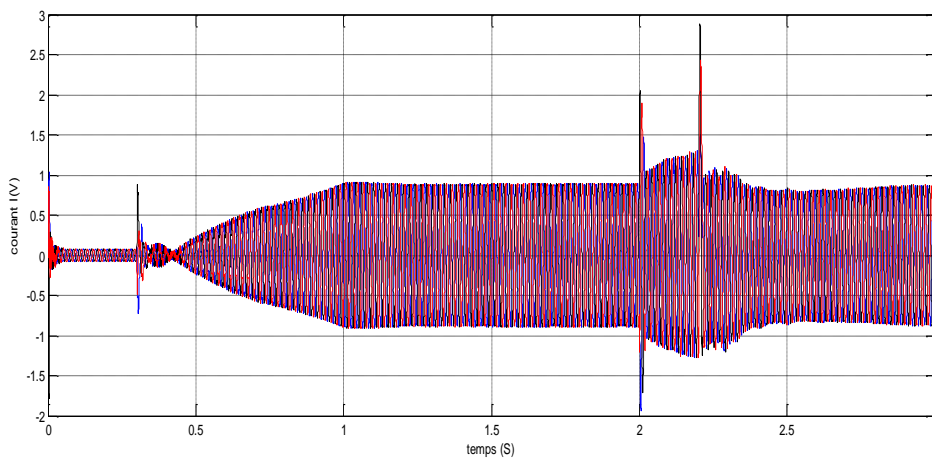
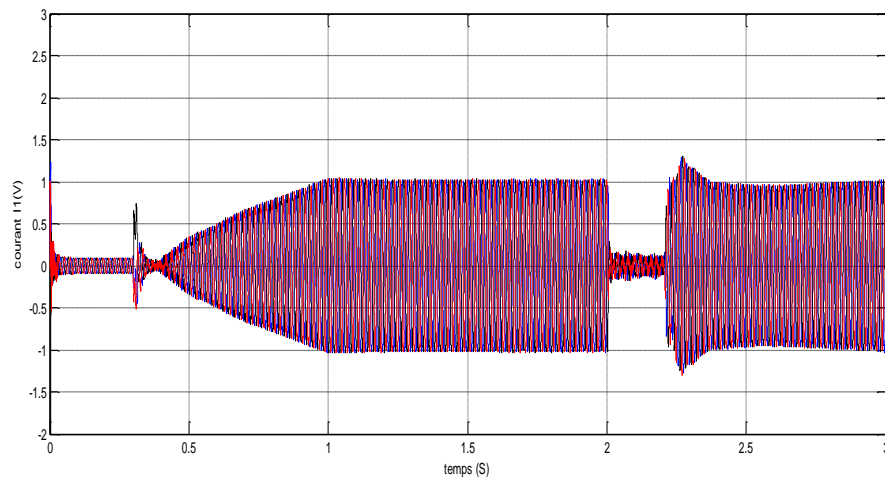
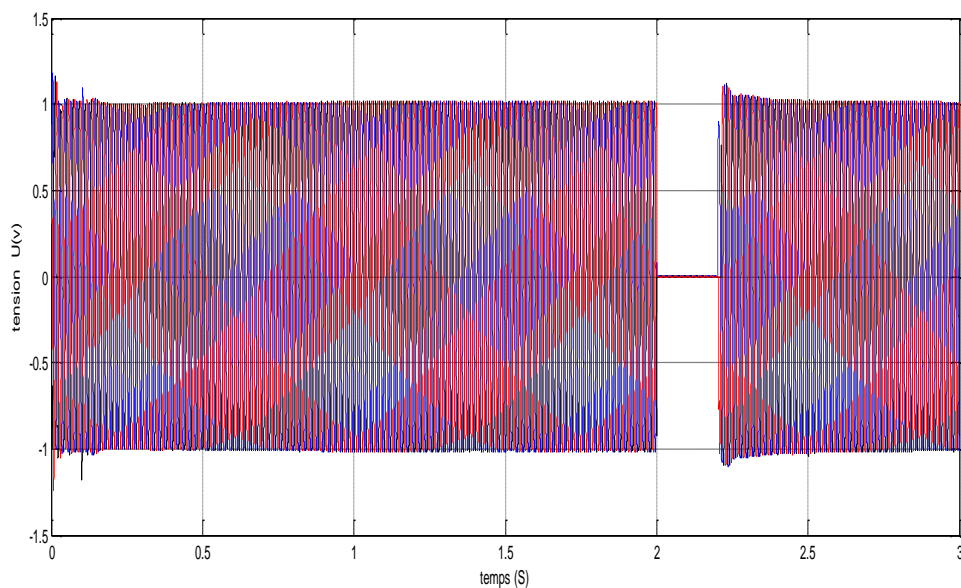


Fig IV-13: Iabc-coté onduleur

La Fig IV.13 représente la courant Iabc coté onduleur , le défaut perturbe la forme de courbe. Pendant l'intervalle de défaut le courant et augmente a t=2s cette valeur démunie jusqu'à sa stabilisation à l'instant t=2.2.

**Fig IV-14:** i_{abc} -coté redresseur

Nous avons reporté dans les figures IV -14 l'allure de courant alternatif du côté redresseur, le défaut perturbe la forme de la courbe. Pendant l'intervalle de défaut le courant est nul. Ensuite nous observons un retour à l'état initial stable.

**Fig IV-15:** U_{abc} -coté onduleur

La figure IV.15 illustre le comportement de la tension U_{abc} après application du défaut la tension tend vers 0 après élimination du défaut le système retrouve son état initial stable.

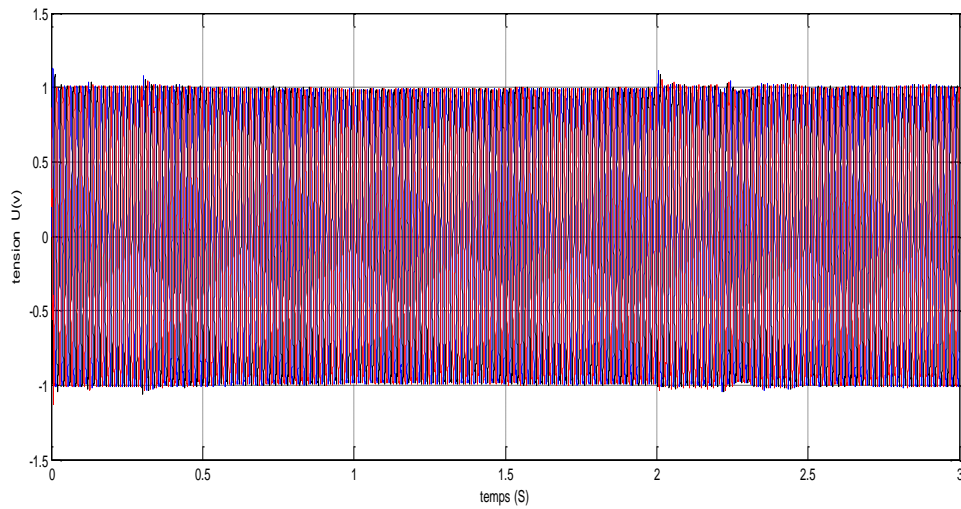


Fig IV-16: Uabc-coté redresseur

La figure IV.16 illustré le comportement de la tension Uabc coté redresseur nous n'observons aucune variation sur la courbe

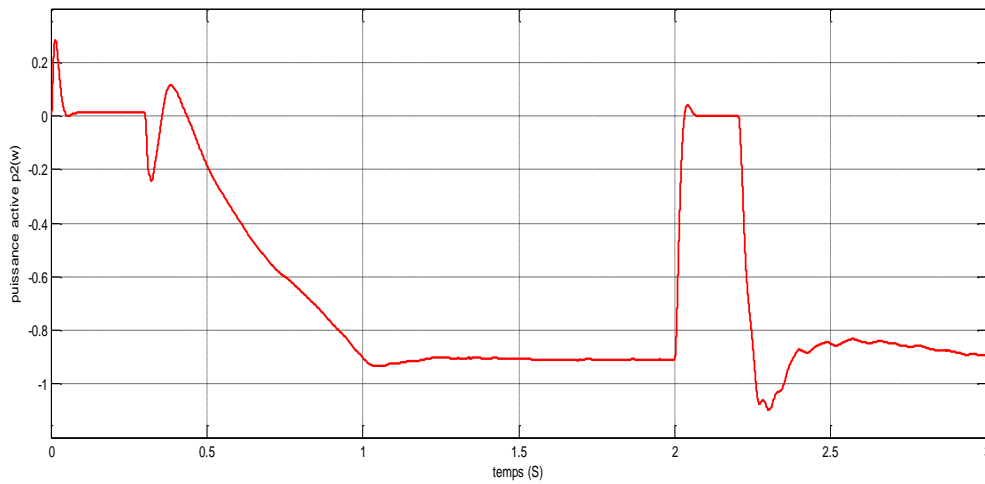


Fig IV-17: p_mes-coté ondeleur

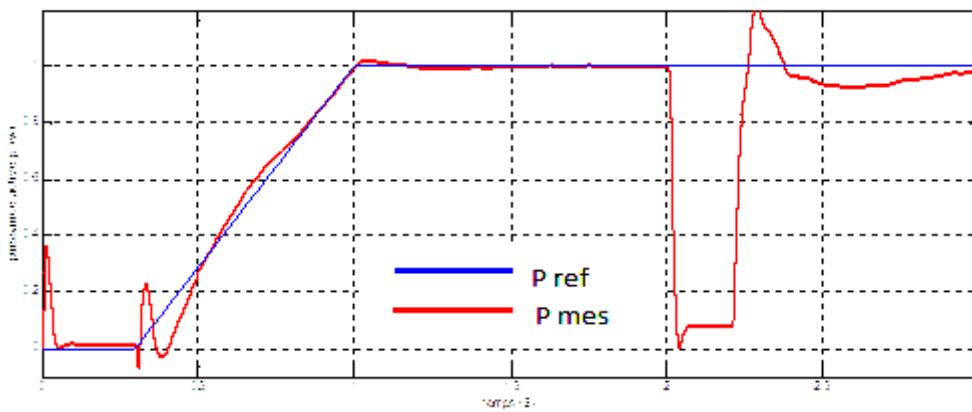


Fig IV-18: P_mes-coté redresseur

Les figures (, IV.17, IV.18,) regroupent les résultats de simulation les puissances active suivent à un défaut. Le défaut perturbe la forme de courbe. Pendant l'intervalle de défaut Ensuite nous observons un retour à l'état initiale stable

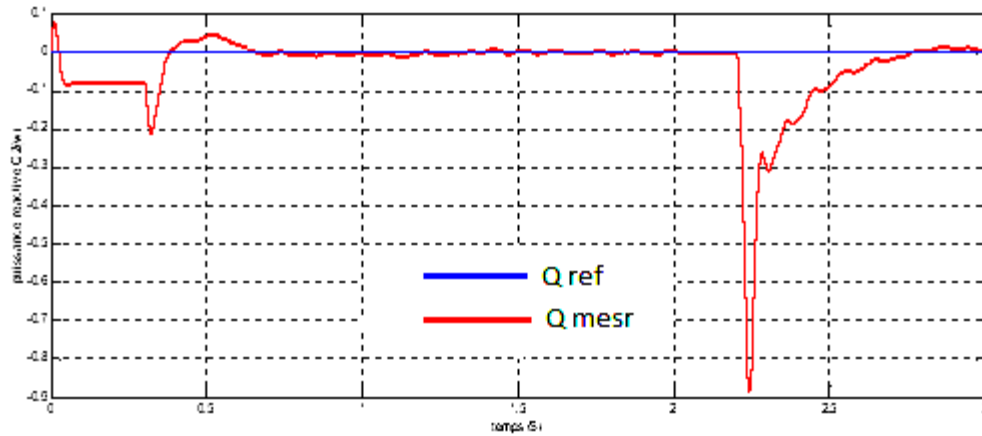


Fig IV-19: Q_{mes} -coté ondeleur

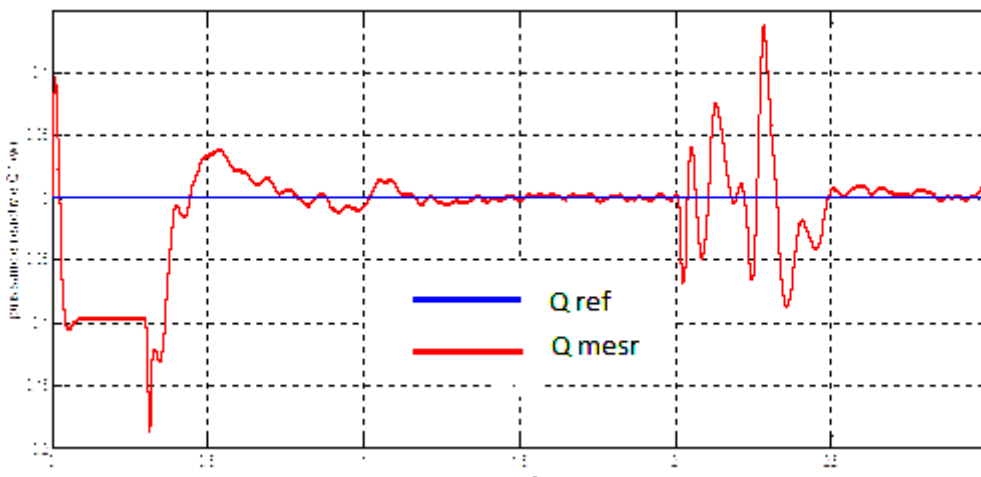


Fig IV-20: Q_{mes} -coté redresseur

Les figures (, IV.19, IV.20,) regroupent les résultats de simulation les puissances réactive suivent à un défaut. Le défaut perturbe la forme de courbe. Pendant l'intervalle de défaut Ensuite nous observons un retour à l'état initiale stable

IV.5.2 Défaut coté redresseur

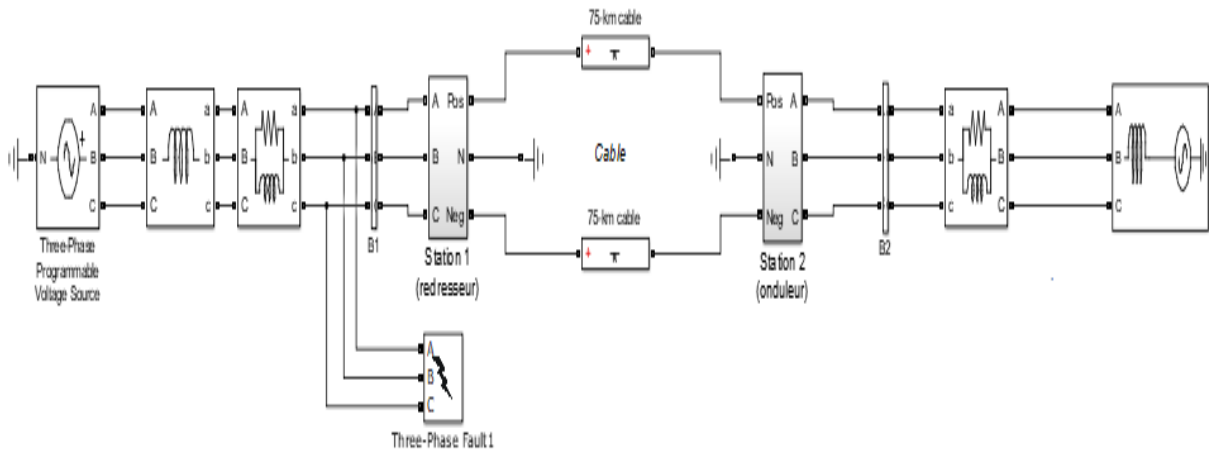


Fig IV-21: Système étudié

Le défaut est localisé coté triphasé coté redresseur comme indiqué sur la Fig VI-21

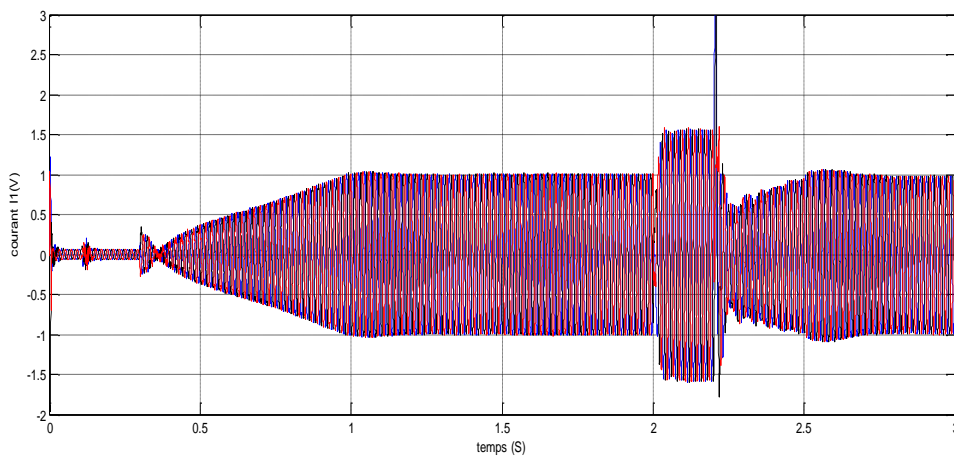
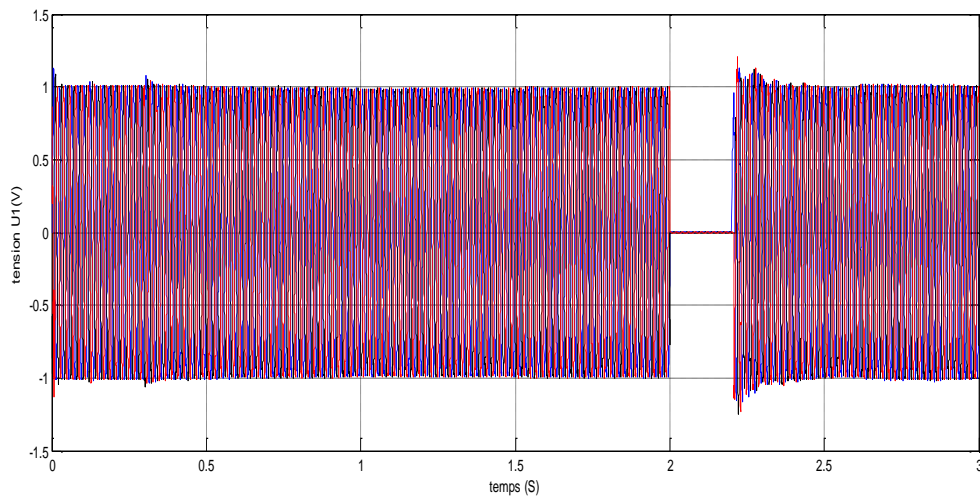
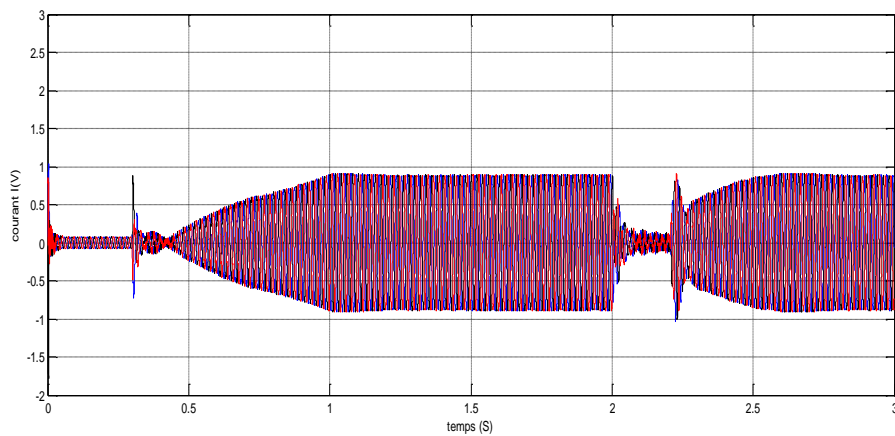


Fig IV-22: iabc-coté redresseur

La figure IV.22 illustré le comportement de courant iabc après application du défaut on remarque l'augmentation du courant après élimination du défaut le système retrouve son état initial, la meme chose du coté onduleur.

**Fig IV-23:** Uabc-coté redresseur

La figure IV.23 illustré le comportement de la tension Uabc après application du défaut en remarque la meme chose que coté onduleur la tension tend vers 0 après élimination du défaut le système retrouve son état initial.

**Fig IV-24:** Iabc-coté onduleur

La figure IV.24 illustré le comportement de la tension Uabc après application du défaut en remarque le courant est chuté. Ensuite nous observons un retour à l'état comme coté onduleur

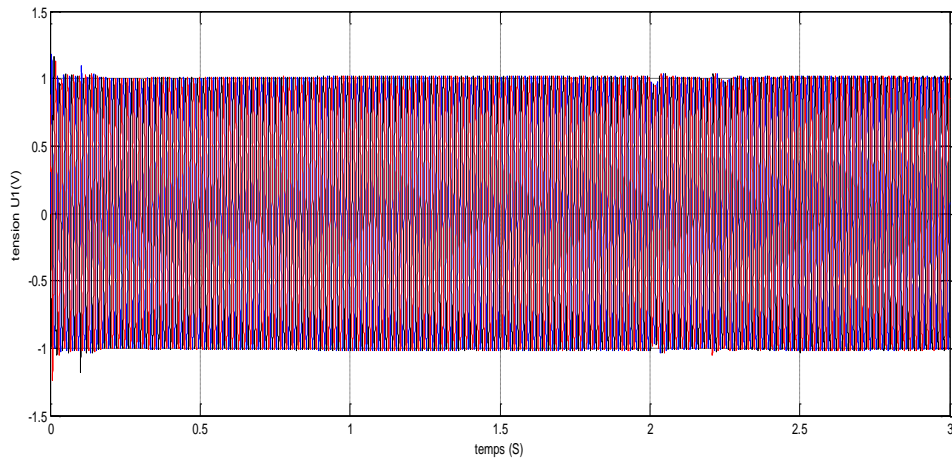


Fig IV-25: Uabc-coté onduleur

La figure IV.25 illustré le comportement de la tension Uabc coté redresseur nous n'observons aucune variation sur la courbe

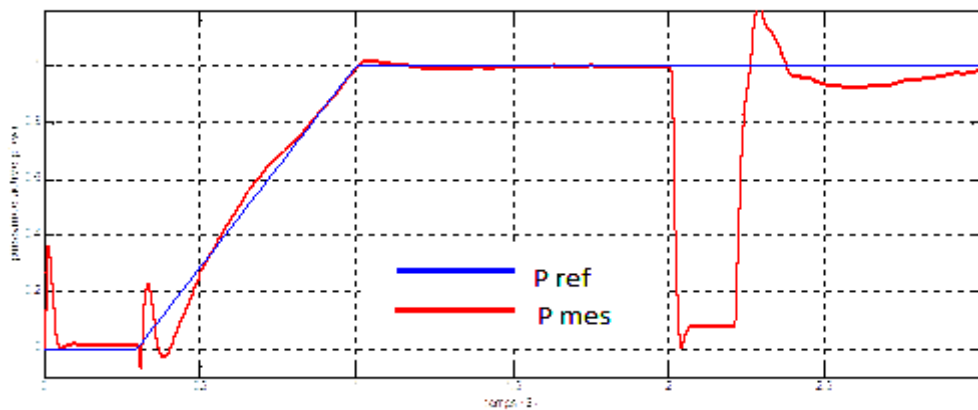


Fig IV-26: P mes coté redereuseur

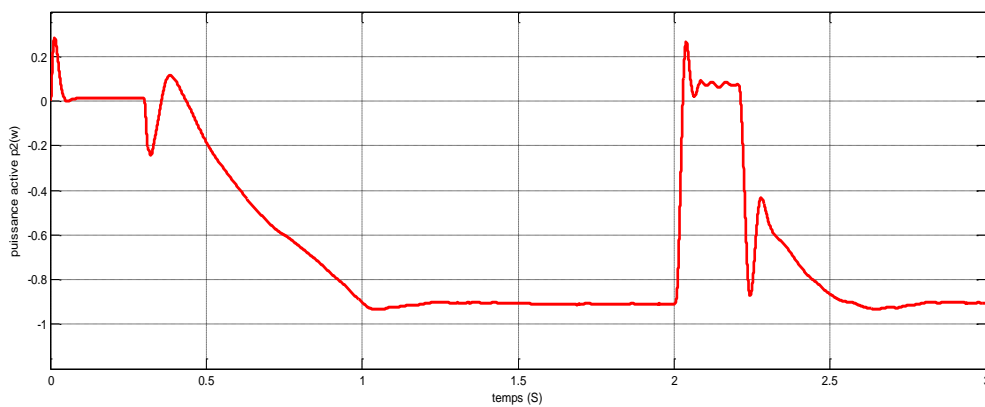


Fig IV-27: P mes coté onduleur

Les figures (, IV.27, IV.28,) regroupent les résultats de simulation les puissances active suivent à un défaut. Le défaut perturbe la forme de courbe. Pendant l'intervalle de défaut et avec l'action du régulateur nous observons que le système commence à se stabiliser après annulation du défaut

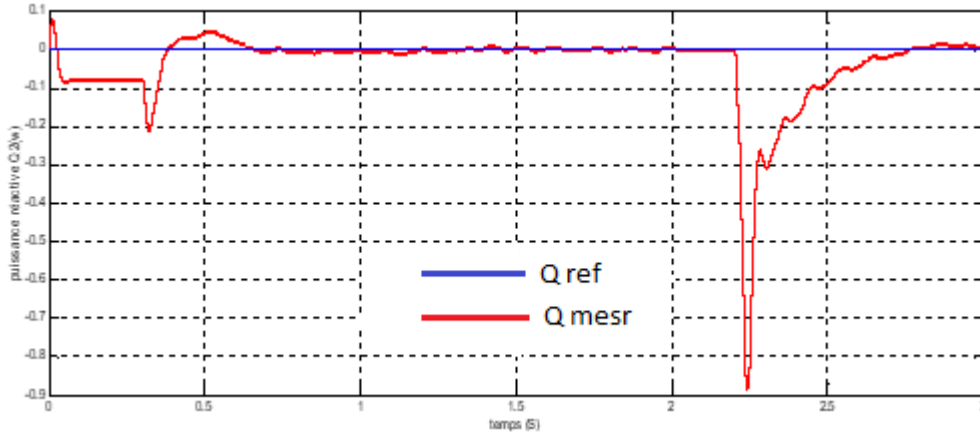


Fig IV-28: Q mes coté redresseur

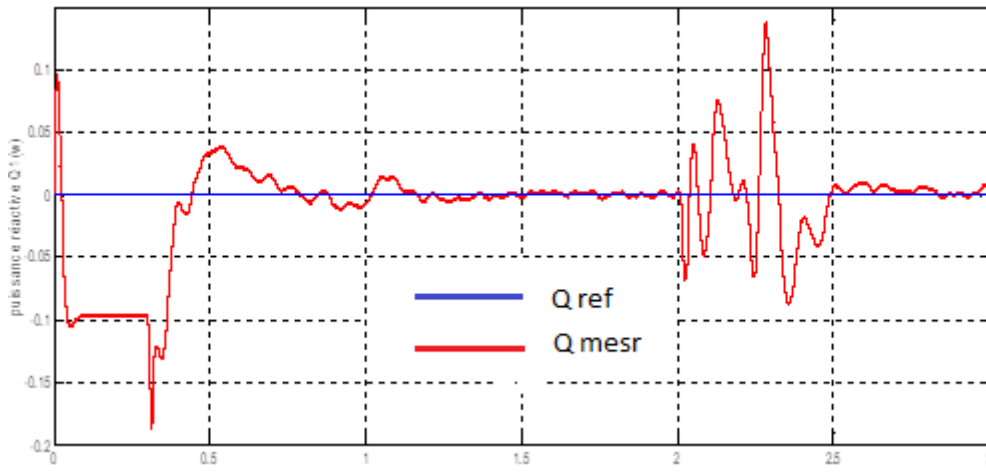


Fig IV-29: Q mes coté onduleur

Dans les Fig (IV, 28 IV.29) en remarque l'impact du défaut sur le système qui tend à se déstabiliser et avec l'action des régulateur nous observons que le système commence à se stabiliser après annulation du défaut

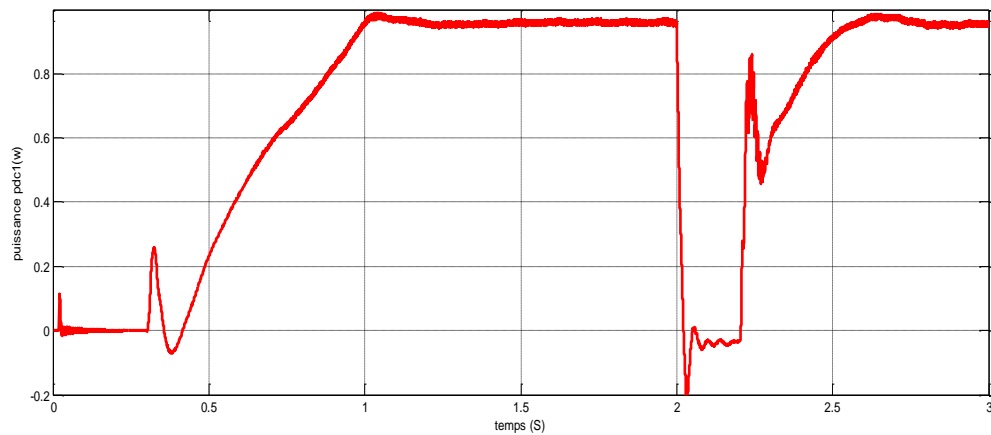


Fig IV-30: puissance active

Sur la caractéristique de la puissance active transmise on observe que le système est moins affecté par le défaut cela est visible sur l'atténuation des régimes transitoire observé dans le système sans HVDC

Pour résumer l'apport du HVDC sur notre réseau est bien claire si on compare les résultats après et avant le défaut .Son apport est visible dans la limitation des effets du court-circuit triphasé sur les différentes caractéristique du réseau. Le système HVDC peut assurer aussi un rôle de stabilisateur de réseau

IV.6 Conclusion :

L'objectif de ce travail est de montré l'apport du HVDC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électrique. Nous avons montré par les résultats obtenus que l'HVDC à un effet bénéfique sur le comportement de réseau électrique en régime perturbée et que la commande de ce dernier joue un rôle très important au réglage du paramètre de contrôle

CONCLUSION GENERALE

Dans ce travail nous sommes attachés à montrer l'intérêt des systèmes HVDC, et l'impact positif qu'il peut avoir sur le comportement d'un réseau électrique. L'HVDC est une nouvelle génération de liaison en courant continu à haut tension (HVDC), qui s'appuie sur des convertisseurs électroniques à VSC commandés en modulation de largeur d'impulsions (MLI). Ce dispositif garantit un réglage rapide et indépendant de la puissance active et réactive les systèmes HVDC s'accommodent de liaisons longue distance, tant souterraines que sous-marines.

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

Pour montrer l'apport d'un tel système nous avons étudié la caractéristique d'un réseau électrique soumis à un défaut triphasé.

Notre travail à montrer :

- Faisabilité d'utilisation de transport d'énergie en courant continu HVDC, ainsi leurs avantages
- Un réseau peut être interconnecté avec plusieurs réseaux fonctionnant avec des tensions différentes et des fréquences différentes.

Les travaux présentés dans ce mémoire permettent de répondre un à certains nombres de questions, il serait intéressant de compléter ce travail en tenant compte des points suivants :

- Introduire les dispositifs de régulation
- Etude de la stabilité lors d'un défaut dans les différents réseaux fonctionnant avec des fréquences différents

- [1] L.Wei, « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité », Thèse de doctorat L'Institut Polytechnique de Grenoble, Juillet 2009.
- [2]M. BENASLA «Apport du SMES comme stockage d'énergie aux performances de l'HVDC pour améliorer la stabilité d'un réseau électrique» mémoire de Magister Tiaret juin 2011
- [3]A.BOUNOUIRA «Etude de la stabilité transitoire des réseaux électriques»2014
- [4] CIGRE Task Force “Advanced Angle Stability Controls, A Technical Brochure for International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRE), December 1999.
- [5] H. ALKHATIB « Etude de la stabilité aux petites perturbations dans de grands réseaux électriques » Thèse de Doctorat de l'Université Paul-Cézanne d'Aix Marseille, 2008
- [6] M. ZITOUNI Fares «Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS» Université Ferhat Abbas 2010
- [7]B.Merabet, A. Missouri « étude de puissance dans un réseau électrique HT utilisant deux dispositifs FACTS UPFC et HVDC. », Tiaret, 2009.
- [8] « HVDC - Wikipedia ». [Online]. Available: <http://fr.wikipedia.org/wiki/HVDC>. [Accessed: 02-avr-2011].
- [9] B.M Weedy, B. J Cory “Electric Power Systems” Fourth Edition
- [10]A.YAKOUBI, M.DJAIREB « Etude de l'apport d'un HVDC dans un réseau électrique », Tiaret, 2016.
- [11] K.SAOUDI «Stabilisateurs intelligents des systèmes électro-énergétiques» Thèse de Doctorat Université Ferhat Abbas 2014
- [12] E.Gholipour « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques » Thèse de Doctorat, de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, Octobre 2003
- [13] Thi Thu nga VU «Etude des phénomènes de charge d'espace dans des matériaux de câbles et câbles modelés destines à des applications au transport d'énergie an haute tension continue » Thèse de Doctorat,l'Université DE TOULOUSE III-Paul Sabatier le 16 juillet 2014
- [14] T. Wildy, Electrotechnique 3éme Edition institut de recherche d'hydro Québec DeBoeck Université 2000

[15] A.RABAH et K.BENSFIA «étude de l'écoulement de puissance d'un réseau électrique par HVDC », Tiaret, 2015 page 27

[16] A.HANI, «modélisation et simulation d'une liaison HVDC de type VSC-MMC» Thèse de Doctorat, Université de Montréal, mars 2015

[17]L.MAZOUZ « Etude et analyse d'un système HVDC-VSC connecté à une ferme d'énergie éolienne » thèse de Doctorat en Sciences en Electrotechnique université Djilali Liabès de Sidi Bel-Abbes 2018

[18]M. Mario « Coordonnateur Européen pour l'interconnexion électrique entre la France et l'Espagne, Comparaison des solutions en courant continu enfouies terrestres ou mixtes (terrestre et Sous-marine) ». Cahier n° 6, CESI

[19] A. RABAH et K.BENSFIA «étude de l'écoulement de puissance d'un réseau électrique par HVDC », Université Tiaret, 2015 page 35

[20] M. ZITOUNI Fares «Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS» mémoire De Magister Université Ferhat Abbas Sétif, 2010

[21]F. Miguel Angel, « interaction des réseaux de transport et de distribution en Présence de production décentralisée », Thèse de doctorat, L'Institut Polytechnique de Grenoble, 10 juillet 2008.

[22]S. **Zidi**, « 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,2005

[23]C.Rezzoug, « Etat de l'art sur le nouveau concept du transport d'énergie en courant continu HVDC light», Université Djilali Liabès de Sidi bel Abbès 2006

[24]H.DJEGHLOUD « filtrage actif puissance type parallèle à trois niveaux» mémoire de Magister, Université de Constantine, 2000

[25] T. Arro & O. Silavwe, « Coupling of transients in HVDC lines to adjacent HVAC lines and its impact on the AC line protection coupling of transients in HVDC lines to adjacent HVAC lines and its impact on the AC line protection », Thesis for the Master of Science (MSc) degree, CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY Göteborg, Sweden 2007.

[26] S .MOSTEFAOUI, R.TADJI, « étude et réalisation d'un onduleur monophasé commande par ordinateur, mémoire de fin d'étude », 2003 Tiaret

[27] J. Arrillaga «Flexible Power Transmission »Thèse de doctorat, Université of Canterbury, New Zetland ,2007

[28] Boucle à verrouillage déphasé (PLL) Wikipédia
https://fr.wikipedia.org/wiki/Boucle_phase_asservie

[29] T. Laurent « Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC. Stabilité - Contrôle des perturbations. » Thèse de doctorat le 23 Septembre 2005

ملخص

ان هذا العمل بعنوان دراسة تامين التيار المستمر ذو التوتر العالي في الشبكة الكهربائية؛ في الواقع الهدف من هذا العمل هو إعطاء لمحة على نقل الطاقة بالتيار المستمر ذو التوتر العالي؛ ولهذا ارتأينا ان نتقدم المبادئ التشغيلية لتقنية نقل الطاقة الكهربائية؛ خصائص النقل (تيار. مستمر)، مزايا وبعض التطبيقات لهذه التقنية في العالم ومقارنة هذا الأخير مع (تيار متناوب).
وقد قدمنا النمذجة لكل عناصر الشبكة الكهربائية، وأظهرت المحاكاة التي استعملناها سلوك النظام (تيار. مستمر) في حالة حدوث دارة قصيرة في نظام التشغيل.

Résumé :

Ce travail intitulé l'étude de l'apport d'un HVDC au réseau électrique .En effet, l'objectif de ce travail et un survol de transport d'énergie en courant à haut tension (HVDC), nous présentons les principes de fonctionnement de cette technique de transport d'énergie, les particularités du transport à CC, les avantages de quelques applications de cette technique dans le monde et on compare ce dernier avec courant alternatif à haut tension (HVAC)

Nous avons présenté aussi la modélisation des éléments du réseau électrique y compris les redresseurs et les onduleurs.

Une simulation a été réalisée pour le comportement du système (HVDC) en cas de défaut (court-circuit).

Mot clés : VSC, HVDC, HVAC, CSC, CC, CA, Command, Convertisseur, Stabilité, ligne Transmission.

Abstract :

This work entitled the study of the contribution of a HVDC in an electrical network. Indeed, the objective of this work is a power transmission overview DC high voltage (HVDC), we present the principles of operation of the power transmission technique, the peculiarities of transport DC, benefits and some applications of this world and compared it with HVAC we presented and modeling of electrical network element including rectifiers and inverters.

A simulation was shown the behavior of the system(HVDC) in case of default (court-circuit)

Word key : VSC, HVDC, HVAC, CSC, CC, CA Control, Convertor, stability, transmission line

