

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE**  
**SCIENTIFIQUE**



**UNIVERSITE DE M'SILA**

**FACULTE DES SCIENCES ET DES SCIENCES DE L'INGENIORAT**

**DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE**

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME**  
**D'INGENIEUR D'ETAT EN GENIE ELETROTECHNIQUE**

**OPTION : COMMANDE ELECTRIQUE**

**THEME**

---

**ETUDE DU SYSTEME HVDC-FACTS LORS**  
**DES DEFAUTS**

---

**Proposé et dirigé par :**

**Monsieur : S. MESSALTI**

**Présenté par :**

**BAHRI Hamza.**

**MEKHALFIA Ramadhan.**

**Année Universitaire : 2008 / 2009.**

---

## Sommaire

### Notations

**Introduction générale**.....1

### **Chapitre I : Transport d'énergie à courant continu en haute tension**

I.1. Pourquoi le transport d'énergie en courant continu ?.....	4
I.2. Domaine d'application du courant continu.....	4
I.2.1. Interconnexions entre les réseaux asynchrones.....	4
I.2.2. Commande de puissance.....	4
I.2.3. Liaisons souterraines.....	5
I.2.4. liaisons aériennes de grande longueur.....	5
I.2.5. Stabilité.....	5
I.3. Inconvénients du transport en courant continu.....	6
I.3.1. Difficulté de transformation de la tension.....	6
I.3.2. Les harmoniques.....	6
I.3.3. La puissance réactive.....	6
I.3.4. Interruption du courant continu.....	6
I.4. Aperçus historiques.....	7
I.5. Aspects économiques .....	8
I.6. Aspects environnementaux.....	9
I.7. Perspective d'avenir.....	10
I.8. Principe de fonctionnement d'un système de transport HVDC.....	11
I.8.1. Introduction.....	11
I.8.2. Composantes d'une liaison HVDC.....	12
I.8.2.1. Transformateurs de conversion.....	13
I.8.2.2. Convertisseur (redresseur et onduleur).....	13
I.8.2.3. Les inductances de lissage.....	14
I.8.2.4. Les filtres harmoniques CA.....	14
I.8.2.5. Les filtres harmoniques CC.....	14
I.8.2.6. Les sources de la puissance réactive.....	14
I.8.2.7. Les électrodes de mise à la terre.....	14
I.8.2.8. La liaison par micro-onde ou fibre optique entre les postes de conversion.....	15
I.8.3. Configuration de base d'une transmission HVDC.....	15

---

---

I.8.3.1. Les liaisons "back-to-back".....	15
I.8.3.2. Les liaisons entre deux terminaux.....	16
I.8.3.2.1. Les liaisons monopolaire.....	16
I.8.3.2.2. Les liaisons bipolaires.....	17
I.8.3.3. Les liaisons multi terminales .....	18
I.9. Conclusion.....	20
<b>Chapitre II : Modélisations des éléments du réseau électrique</b>	
II.1. Introduction.....	22
II.2. Modélisation de la machine synchrone.....	22
II.2.1. Généralité.....	22
II.2.2. Mise en équation de la machine synchrone.....	24
II.2.2.1. Hypothèses simplificatrice.....	25
II.2.2.2. Équations de tension.....	25
II.2.2.3. Équations de flux.....	26
II.2.3. Représentation de la machine synchrone dans le référentiel de Park.....	27
II.2.3.1. Théories des deux axes de Park.....	27
II.2.3.2. Équations de tension dans le référentiel de Park.....	28
II.2.4. Expression du couple électromagnétique.....	32
II.2.5. Simulation de la machine synchrone.....	33
II.2.5.1. Résultats de simulation de la machine synchrone à vide.....	35
II.2.5.2. Interprétation.....	37
II.3. Modélisation des transformateurs.....	38
II.4. Modélisation des lignes.....	38
II.5. Modélisation des charges.....	39
II.6. Modélisation des éléments shunt.....	39
II.7. Modélisation du redresseur.....	40
II.7.1. Introduction.....	40
II.7.2. Schéma de symbolique du redresseur.....	40
II.7.3. Fonctionnement du pont redresseur.....	41
II.8. Modélisation de l'onduleur.....	42
II.8.1. Définition.....	42
II.8.2. Schéma symbolique de l'onduleur.....	42
II.8.3. Propriété de l'onduleur.....	43
II.8.4. Structure de l'onduleur de tension.....	43

---

---

II.8.5. Commande de l'onduleur de tension.....	44
II.9. Modélisation des FACTS.....	45
II.10. Conclusion.....	46
<b>Chapitre III : Système flexible de transmission à courant alternatif FACTS</b>	
III.1. Introduction.....	48
III.2. Dispositif FACTS.....	48
III.2.1. Définition des dispositifs FACTS.....	48
III.2.2. Rôles des dispositifs FACTS.....	48
III.2.3. Classification des dispositifs FACTS.....	49
III.2.3.1. Dispositifs FACTS shunt.....	49
III.2.3.2. Dispositifs FACTS série.....	49
III.2.3.3. Dispositifs FACTS combiné série-parallèle.....	50
III.2.3.4. Régulateurs statiques de tension et de phase.....	50
III.2.4. Calcule de répartition des puissances.....	50
III.2.5. Modélisation des dispositifs FACTS.....	51
III.2.5.1. Compensateur statique de puissance réactive.....	52
III.2.5.2. Condensateur série commandé par thyristors.....	53
III.2.5.2.1. Principe de fonctionnement.....	54
III.2.5.3. Contrôle de puissance universel.....	56
III.2.5.3.1. Principe de fonctionnement.....	57
III.2.5.4. Compensateur statique synchrone.....	60
III.3. Stabilité du système électrique.....	62
III.3.1. Définition de la stabilité.....	62
III.3.2. Types de stabilité.....	62
III.3.2.1. Stabilité statique.....	62
III.3.2.2. Stabilité dynamique.....	62
III.3.2.3. Stabilité transitoire.....	62
III.4. Conclusion.....	63
<b>Chapitre IV : Simulation FACTS et HVDC</b>	
IV.1. Simulation des dispositifs FACTS.....	65
IV.1.1. Introduction.....	65
IV.1.2. Outil de simulation.....	66
IV.1.3. Temps critique d'élimination du défaut CCT.....	67
IV.1.4. Étude de la stabilité du réseau sans dispositifs FACTS.....	67

---

---

IV.1.5. Étude de la stabilité avec SVC.....	70
IV.1.6. Étude de la stabilité avec TCSC.....	71
IV.1.7. Contrôle de la tension.....	73
IV.2. Simulation d'un système HVDC.....	74
IV.2.1. Introduction.....	74
IV.2.2. Description du système HVDC.....	75
IV.2.3. Système HVDC sans défaut.....	76
IV.2.4. Système HVDC avec un court-circuit sur la ligne continu côté redresseur...79	
IV.2.5. Système HVDC avec un court-circuit monophasé côté redresseur.....	82
IV.2.6. Système HVDC avec un court-circuit triphasé côté redresseur.....	85
IV.2.7. Système HVDC avec un court-circuit monophasé côté onduleur.....	88
IV.2.8. Système HVDC avec un court-circuit triphasé côté onduleur.....	91
IV.3. Conclusion.....	94

---

---

**Acronymes**

AC	: Alternating Current.
AVR	: Automatic Voltage Regulator.
BESS	: Battery Energy Storage System.
CCC	: Convertisseur Commuté par condensateur.
CSC	: Current Source Converter.
CCT	: Critical Clearing Time.
DC	: Direct Current.
FACTS	: Systems Flexible Alternating Current Transmission.
GTO	: Gate Turn Off.
HVDC	: High Voltage Direct Current.
IGBT	: Insulated Gate Bipolar Transistors.
IPFC	: Interline Power Flow Controller.
kv	: Killo volts.
kw	: Killo watts.
Km	: Killo mètre.
MW	: Méga Watts.
MTDC	: Multi-Terminal DC.
MSC	: Mechanical Switched Capacitor.
PSS	: Power System Stabilizer.
PSAT	: Power System Analysis Toolbox.
SVC	: Static Var Compensator.
STATCOM	: Static Synchronous Compensator.
SSG	: Static Synchronous Generator.
SMES	: Superconducting Magnetic Energy Storage.
SSSC	: Static Synchronous Series Compensator.
GTSC	: Thyristor Controlled Séries Capacitors.
TSSC	: Thyristor Switched Series Capacitor.
TCVR	: Thyristor Controlled Voltage Resistor.
TCBR	: Thyristor Controlled Braking Resistor.
TCR	: Thyristor Controlled Reactor.
TSR	: Thyristor Switched Reactor.
TSC	: Thyristor Switched Capacitor.
TCSC	: Thyristor Controlled Series Capacitor.
TCPST	: Thyristor Controlled.
TCPAR	: Thyristor Controlled Phasor Regulator.
VSC	: Voltage Source Converter.
UPFC	: Unified Power Flow Controller.

---



---

**Notations**

$\alpha$ .	: Angle d'amorçage.
$\delta$	: Angle rotorique.
$\theta$	: Angle mécanique du rotor.
$f$	: Coefficient de frottement.
$C_{st}$	: Couple statique de frottement.
$C_e$	: Couple électromagnétique.
$i_a, i_b, i_c$	: Courant statorique dans un système sur l'axe (a, b, c).
$i_d, i_q$	: Courants statoriques dans un référentiel de Park.
$i_F$	: Courant d'excitation appliquée au rotor.
$C$	: Condensateur
$k$	: Degré de compensation
$d/dt$	: Dérivée.
f. é. m	: Force électromotrice.
$f$	: Fréquence en Hz.
$\Phi_s$	: Flux des enroulements statoriques.
$\Phi_r$	: Flux des enroulements rotoriques.
$Z$	: Impédance.
$L_a, L_b, L_c$	: Inductances propres des enroulements statoriques.
$L_F$	: Inductances propres de l'enroulement d'excitation.
$L_D, L_Q$	: Inductances propres des enroulements amortisseurs D, Q respectivement.
$M_{rs}, M_{sr}$	: Inductances mutuelle stator-rotor.
$K_{1,2,3}, K'_{1,2,3}$	: Interrupteurs du redresseur et de l'onduleur.
$P(\theta)$	: Matrice de transformation de Park.
$T$	: Matrice de passage continu-alternatif.
$J$	: Moment d'inertie du rotor.
$j, j^2 = -1$	: Nombre complexe.
$P$	: Nombre de paire de pôle.
$P$	: Puissance active.
$S$	: Puissance apparente.
$Q$	: puissance réactive.
$\omega_r$	: Pulsation rotorique.
$X$	: Réactance de la ligne.
a, b, c	: Référentiel standard triphasé.
o, d, q	: Référentiel de Park.
$r_s$	: Résistance d'un enroulement statorique.
$r_f$	: Résistance de l'enroulement d'excitation.
$r_D$ et $r_Q$	: Résistances des enroulements d'amortisseurs D, Q respectivement.
$V_F$	: Tension d'excitation appliquée au rotor.
$E$	: Tension continu de l'onduleur.
$V_A, V_B, V_C$	: Tensions de la sortie de l'onduleur.
$U_D, U_Q$	: Tensions des enroulements d'amortisseur dans un référentiel de Park.
$V_a, V_b, V_c$	: Tension statorique dans un système d'axe (a, b, c).
$U_d, U_q$	: Tensions statoriques dans un référentiel de Park.
$U_F$	: Tension de l'enroulement d'excitation.
$V_d$	: Tension continu fournie par le redresseur.
$\Omega$	: Vitesse angulaire mécanique du rotor.
$N$	: Vitesse de rotation en (tr/min).

---



## Introduction Général

Le développement de l'électronique de puissance connaît un essor constant et rapide et cela tient par l'avènement des semi-conducteurs de puissance. Ce développement permet de donner les convertisseurs de puissances, tel que le convertisseur alternatif-continu et les convertisseurs continu-alternatif, l'utilisation de ces convertisseurs faire une révolution dans le domaine des transports de l'énergie électrique et donner une autre possibilité de transport c'est le transport d'énergie à courant continu en haute tension ou encore HVDC (High Voltage Direct Current).

Aujourd'hui, les besoins en énergie électrique augmente de façon continue, au regard de cette évolution, l'interconnexion de réseaux électrique à travers des systèmes de type HVDC se développe de plus en plus. Cependant, afin de répondre aux besoins et contraintes générés par la dérégulation des réseaux, il est nécessaire que ces systèmes d'interconnexion présentent des performances dynamiques et de robustesse élevées. [1]

Le système de transport en courant continu à haute tension constitué des alternateurs raccordés entre eux et fonctionnent à des fréquences différentes ou égales, la tension alternative fournie par les alternateurs soumis à une conversion alternatif-continu par le redresseur. On transite cette puissance sur une ligne de grande longueur soit une ligne aérienne ou souterraine, cette puissance soumis à une autre transformation continu-alternatif par l'onduleur.

La première liaison de transport en courant continu était en 1906 sur une distance de 200 Km (Moutiers-Lyon), d'une puissance de 20 MW, ont été réalisées en utilisant des génératrices et moteurs à courant continu connectés en série pour la transformation énergie mécanique-énergie électrique. Après cette réalisation, l'utilisation de transport en courant continu diversifié dans un plusieurs points dans le monde mais avec moins rapidité à cause l'augmentation des coûts des stations on cite par exemple la liaison continu de 1 MW est réalisée en Suisse, une liaison continu commerciale reliait l'île de Gotland à la Suède, et aussi la liaison entre France et la Grande Bretagne de 160 MW en 196. Actuellement les liaisons HVDC sont de l'ordre de 2200 MW entre (Brésil –Angleterre). [2]

Les réseaux électriques continuent de s'étendre et de s'adapter à l'accroissement de la demande, à l'émergence de nouvelles technologies et à l'évolution des marchés. Cependant, l'ajout de moyens de contrôle pour pouvoir exploiter pleinement les capacités de transport existantes ou de nouvelles lignes contrôlées peut créer de nouveaux problèmes au niveau du comportement de l'ensemble du système dont le contrôle doit alors être revu.

Aujourd'hui, il y a des dispositifs à électronique de puissance commandables qui offrent non seulement aux compagnies d'électricité un large éventail de nouvelles options, mais ouvrent également la voie à un nouveau type de réseau : les systèmes de transmission flexibles en courant alternatif ou FACTS (Flexible AC Transmission Systems). Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins, tel que la répartition des puissances, la compensation de la puissance réactive, et le renforcement de la stabilité des réseaux électriques. [3]

Le travail présenté dans ce mémoire est réparti en quatre chapitres :

Le chapitre I : donne un bref aperçu historique du développement du transport à courant continu en haute tension (HVDC), suivi de son domaine d'application. Les principaux avantages et inconvénients sont cités avec les aspects économiques et environnementaux et quelques perspectives d'avenir sont présentées, ce chapitre contient aussi le principe de fonctionnement du système HVDC avec les différentes configurations.

Le chapitre II : est plus directement consacré à la modélisation des différents éléments du réseau électrique, on commence par la machine synchrone on fait la modélisation dans le référentiel de Park, suivi d'une simulation de la machine synchrone à l'aide d'un logiciel de Matlab/Simulink, puis donne un bref sur la modélisation (transformateur, la ligne, la charge, les éléments shunt, redresseur et onduleur).

Le chapitre III : traite les systèmes flexibles de transmission à courant alternatif (FACTS), on cite les différents dispositifs qui sont rencontrés dans ces systèmes (série, shunt, hybride...), notre étude est consacrée à la représentation des quatre types suivants : SVC, TCSC, UPFC, STATCOM.

Le chapitre IV : nous présentons les résultats de simulation par Matlab/Simulink pour la liaison HVDC en régime normal et les différents régimes suite à un défaut dans un cas. Les résultats sont analysés afin d'évaluer le comportement et l'impact du système de contrôle des convertisseurs sur la performance de la liaison HVDC. Une deuxième simulation à l'aide de Matlab/Psats pour l'amélioration de la stabilité par les dispositifs FACTS.

### **I.1. Pourquoi le transport d'énergie à courant continu en haute tension?**

Aujourd'hui l'énergie est produite essentiellement en courant alternatif. Ce choix tient à quelques raisons majeures :

- Simplicités de production les alternateurs sont plus simples et plus fiables que les génératrices à courant continu.
- Facilité de couper le courant, qui s'annule naturellement deux fois par période, au moyen de disjoncteurs.

Cependant, la maîtrise des transferts d'énergie en courant alternatif pose, dans les réseaux électriques, des problèmes de plus en plus ardues à résoudre :

- La consommation de la puissance réactive doit être composée afin de limiter les pertes et les chutes de tension.
- Le réglage de la fréquence et celui de la phase des différents alternateurs interconnectés doivent être coordonnés.

Dans d'autres cas, pour des raisons de valorisation de ressources naturelles disponibles, les centres de production et de consommation sont éloignés. Les distances de transport de l'énergie électrique accroissent alors d'autant le besoin de compensation de la puissance réactive et la marche en synchronisme des alternateurs. Leur stabilité, devient particulièrement difficile à assurer. [4]

### **I.2. Domaine d'application du courant continu**

#### **I.2.1. Interconnexions entre les réseaux asynchrones**

L'interconnexion entre les réseaux asynchrones (fréquences différents) pour des systèmes à courant alternatif n'est pas faisable à cause des raisons de stabilité [5]. Le système de transport à courant continu (HVDC), donne une meilleure solution pour ce problème et pour cela on utilise des convertisseurs (AC/DC) et (DC/AC), qui permet de faire une liaison continue entre eux et fonctionnent à des fréquences différentes.

#### **I.2.2. Commande de puissance**

La commande de la puissance à courant continu peut se faire beaucoup plus rapidement, on peut, en moins d'une seconde, inverser des puissances de plusieurs centaines de mégawatts. La rapidité du système de commande permet aussi de limiter les courants de court-circuit à des valeurs bien inférieures à celles rencontrées sur un réseau à courant alternatif. [6]

### **I.2.3. Liaisons souterraines**

Le courant continu peut transporter sur de grandes distances en utilisant des câbles souterrains. En particulier on peut utiliser un câble souterrain pour transporter l'énergie à l'intérieur des grandes villes. Contrairement aux lignes aériennes, les câbles souterrains sont invisibles et à l'abri de la pollution ; de plus, ils permettent d'éviter le problème des droits de passage.

### **I.2.4. Liaisons aériennes de grande longueur**

Les lignes aériennes à courant continu peuvent concurrencer les lignes à courant alternatif. Lorsque la distance de transport est supérieure à quelque centaines de kilomètres, pour une puissance donnée, la largeur requise pour le corridor est moindre, et l'expérience a démontré que le nombre de pannes dues à la foudre est réduit. Par conséquent, on utilise aujourd'hui des lignes à courant continu.

### **I.2.5. Stabilité**

Le courant continu permet de concevoir des ouvrages de transport affranchis de tout problème majeur de stabilité et même de stabiliser des liaisons voisines à courant alternatif.

La commande de la puissance continue peut se faire beaucoup plus rapidement, on peut, en moins d'une seconde, inverse le sens de transit des puissances de plusieurs centaines de mégawatt. La rapidité des systèmes de commande permet, également, de limiter les courants de court-circuit à des valeurs bien inférieures à celles rencontrées sur un réseau à C.A. enfin, cette réponse rapide permet d'utiliser une ligne à C.C. pour stabiliser un réseau à courant alternatif. Lorsque le réseau C.A. est sur le point de devenir instable (à la suite d'une perturbation), on peut moduler la puissance continue de façons à amortir les oscillations.

Le poste d'interconnexion de Châteauguay situé près de Montréal peut transporter 1000 MW entre le réseau Hydro Québec et celui de New York Power Authority. La liaison à courant continu permet d'éviter que les variations de fréquence et déphasage d'un réseau ne viennent perturber l'autre. [7]

### **I.3. Inconvénients du transport en courant continu**

Malheureusement, malgré les divers avantages, le transport à courant continu présente également quelques inconvénients qui posent de sérieux problèmes.

#### **I.3.1. Difficultés de transformation de la tension**

L'énergie électrique est généralement utilisée en basse tension, mais pour des raisons d'efficacité elle doit être transportée à haute tension. L'absence de l'équivalent des transformateurs en courant continu nécessaire pour la transformation de la tension effectuée du côté alternatif, empêche l'utilisation du système C.C. pour la distribution.

#### **I.3.2. Les harmoniques**

Un inconvénient important de la conversion alternatif-continu est qu'elle s'accompagne d'une génération des courants harmoniques. Pour éviter une déformation des ondes de tension, gênante pour l'utilisateur raccordé sur le même réseau, voire pour le fonctionnement même des convertisseurs, il est nécessaire de dériver ces harmoniques vers la terre dans un circuit présentant une impédance faible vis-à-vis de celle du réseau.

#### **I.3.3. La puissance réactive**

Le retard à l'amorçage  $\alpha$  des convertisseurs provoque un déphasage des ondes de courant alternatif par rapport aux ondes de tension. Les commutations accentuent encore plus le déphasage de l'onde fondamentale.

Le fonctionnement des convertisseurs, aussi bien en redresseur qu'en onduleur, se traduit donc par une consommation de puissance réactive qui atteint généralement environ la moitié de la puissance active échangée.

En fonction des possibilités de fourniture de cette puissance réactive par le réseau alternatif, des moyens de compensation plus ou moins importants sont donc nécessaires. [8]

#### **I.3.4. Interruption du courant continu**

Le disjoncteur à courant continu a un inconvénient majeur par rapport au disjoncteur à courant alternatif puisque le courant continu n'a aucun passage par le zéro après un demi-cycle, au contraire du courant alternatif. Dans les liaisons HVDC, il n'est pas nécessaire de disposer d'interrupteur à courant continu car, s'il se produit un incident, il suffit de bloquer le fonctionnement des deux convertisseurs situé aux extrémités de la liaison pour éliminer les

---

courants de défaut. Dans le cas où le transport à courant continu serait utilisé pour réaliser de véritables réseaux d'interconnexion, il serait nécessaire, de disposer d'interrupteurs pour isoler les éléments du réseau qui se trouvent en défaut, sans que l'ensemble en subisse les répercussions.

#### **I.4. Aperçus historiques**

L'utilisation du courant continu pour transporter l'énergie électrique date des premières années de ce siècle. Une première réalisation en 1906, due à René Thury, porte sur le transport de 20 MW, puissance considérable pour l'époque, entre Moutiers et Lyon (200 Km). Le courant continu était produit par des générateurs à courant continu mis en série et fonctionnant à courant constant.

Les études se portent ensuite sur la conversion du courant alternatif en courant continu et inversement à l'aide de mutateurs à vapeur de mercure. Les premières réalisations industrielles utilisant ces dispositifs étaient d'érigées par Général Electric en 1935.

Vers la même époque, une importante série de recherches est entreprise en Suisse par Brown Boveri, et une première réalisation est conduite en 1939, dans le cadre d'un transport d'énergie sous la tension continue constante de 20kV entre Wettingen et Zurich (20 Km), la puissance transmise variant de 500 à 1000 KW.

Après quelques années, une société suédoise ASEA, prend alors la relève et ses recherches aboutissent à la mise au point des valves à vapeur de mercure supportant des tensions très supérieures aux précédentes.

La première réalisation industrielle avec ce matériel est réalisée en 1954-1955 entre la Péninsule scandinave et l'île de Gotland, transportant une puissance de 20 MW ; un nouveau cap était franchi dans le domaine du transport de l'énergie électrique.

En 1965 est obtenu, dans les laboratoires de General Electric, le premier dispositif à semi-conducteur, capable de réaliser la fonction d'interrupteur dont l'allumage est commandable : le thyristor. L'application du thyristor au transport d'énergie électrique suit très rapidement puisque, en 1970, la première valve à haute tension à thyristor est expérimentée sur la liaison de Gotland et, en 1972, la première station de conversion dos-à-dos est mise en service à Eel River, au Canada.

D'autre part, une installation marquante est mise en service en 1986, autorisant l'échange d'une puissance de 2000 MW entre la France et l'Angleterre.

La baisse sensible du coût des convertisseurs, facilitée par cette nouvelle technologie, a permis d'accentuer fortement la croissance des liaisons à courant continu. Après Itaipu, le projet le plus ambitieux fut, sans conteste, l'interconnexion Québec–nouvelle Angleterre (2000 MW,  $\pm 450$  Kv), première liaison multi-terminal importante construite au monde en 1992.

En 1995 ABB présentait une nouvelle génération de station de conversion nommée « HVDC 2000 ». Ce nouveau concept répond à des exigences plus strictes en termes de perturbations et stabilité dynamique. Un élément clé de la solution HVDC 2000 fut l'introduction des convertisseurs commutés par condensateur (CCC). Le premier projet à mettre en œuvre le système HVDC 2000 avec (CCC) et valve externe fut la station dos-à-dos de Garabi (de l'interconnexion HVDC Brésil –Angleterre) d'une puissance de 2200 MW en 2000.

En 1997, le premier système de transport HVDC à convertisseur à source de tension à base IGBT, baptisé HVDC light, commençait à acheminer l'électricité entre Hellsjön et Grangesberg en Suède. Les avantages de la technologie HVDC light est qu'elle permet d'améliorer la stabilité et la régulation de la puissance réactive. De plus, elle peut opérer à des niveaux de puissance de court-circuit très faible et offre même du fonctionnement de démarrage sur défaut. [2], [4]

### **I.5. Aspects économiques**

Du fait des matériels spécifiques employés (convertisseur, transformateur, filtre, bobines d'inductance de lissage), le coût des stations de conversion est, en effet, beaucoup plus élevé que celui des postes de transformation (le rapport compris entre 5 et 10).

L'économie réalisée sur le coût de la ligne de transport, aérienne ou souterraine, moins élevée en continu qu'en alternatif, ne compensent l'accroissement du coût des extrémités qu'au-delà d'une distance « d », qui se situe, aux alentours de 600 Km pour un transport par ligne aérienne et de 40 Km par canalisation souterraine figure (I.1).

Les coûts d'investissements pour les stations de conversion HVDC sont plus importants que pour les postes CA haute tension. D'autre part, les coûts des moyens de transport (ligne aérienne et câble), ainsi que les coûts d'entretiens sont moins importants dans le cas du HVDC.

Initialement, les niveaux des pertes sont plus élevés dans le système HVDC. En revanche, dans le système CA, les niveaux de perte augmentent considérablement avec la distance.

Sur les 40 ans passés de développement industriel de cette technique, on constate une diminution sensible de cette distance économique « d », les réductions des coûts des matériels spécifiques, filtres, et convertisseurs surtout, ont été plus fortes que celles réalisés sur les matériels plus classique, tels que les transformateurs et l'appareillage du poste.

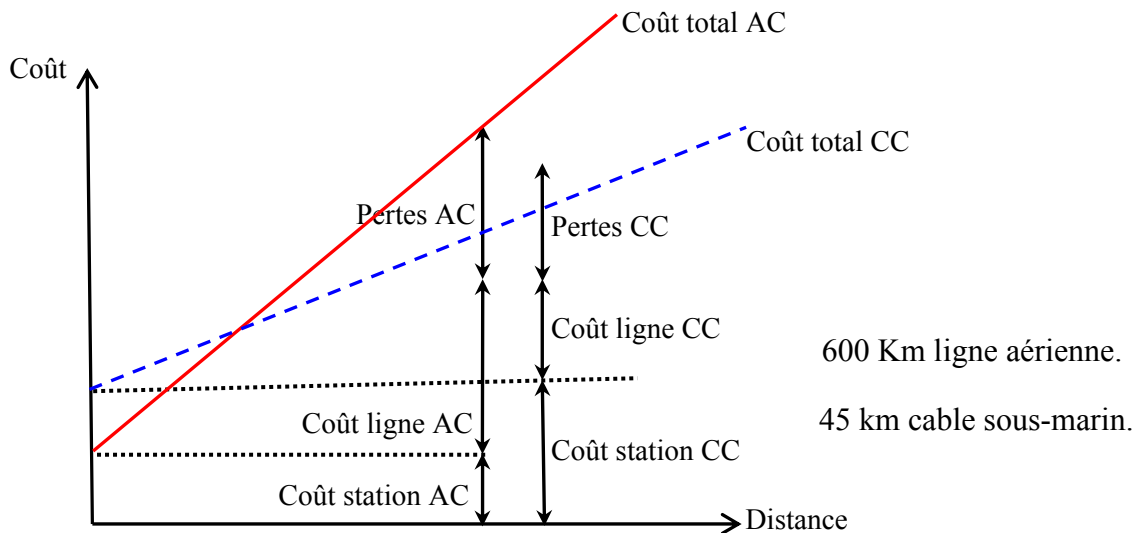


Fig. I.1. Coûts relatifs comparés de liaisons à courant continu et à courant alternatif. [9]

### I.6. Aspects environnementaux

Un système de transport HVDC est fondamentalement favorable à l'environnement car les possibilités de transport d'énergie améliorée, contribuent à une utilisation plus efficace des centrales existantes.

La largeur du corridor ainsi que les droits de passage d'une ligne de transport HVDC sont moins importants que celle d'une ligne CA. Cela réduit l'impact visuel et économise la compensation des terres pour les nouveaux projets. En outre, avec le transport continu, il est souvent possible d'augmenter la capacité de transport d'énergie pour des lignes CA. Existantes. Cependant, quelques aspects relatifs à l'environnement doivent être considérés pour les stations de conversion. Les plus importantes sont :

- Bruit audible.
- Impact visuel.
- Champ électrique.
- Radio interférences.

En générale, on peut dire que le système HVDC est fortement compatible avec n'importe quel environnement et peut être intégré dans celui-ci, sans nécessité de compromettre les aspects importants de l'environnement d'aujourd'hui. [10]

### I.7. Perspectives d'avenir

La technique du transport en courant continu est aujourd'hui tout à fait mature. L'expérience d'exploitation est globalement très satisfaisante, avec un grand nombre de liaisons dont la disponibilité moyenne est voisine de 95%.

Dans le domaine des interconnexions de très fortes puissances, il n'apparaît aucune limite technique à l'emploi du courant continu à haute tension. Des projets très ambitieux de transport massif d'énergie ont été réalisés, comme la liaison d'Itaipu au Brésil et les super-liaisons des trois Gorges en Chine totalisant plus de 18.2 GW. La figure (I.2), montre l'évolution de la puissance installée de liaisons HVDC dans le monde jusqu'à l'horizon 2010.

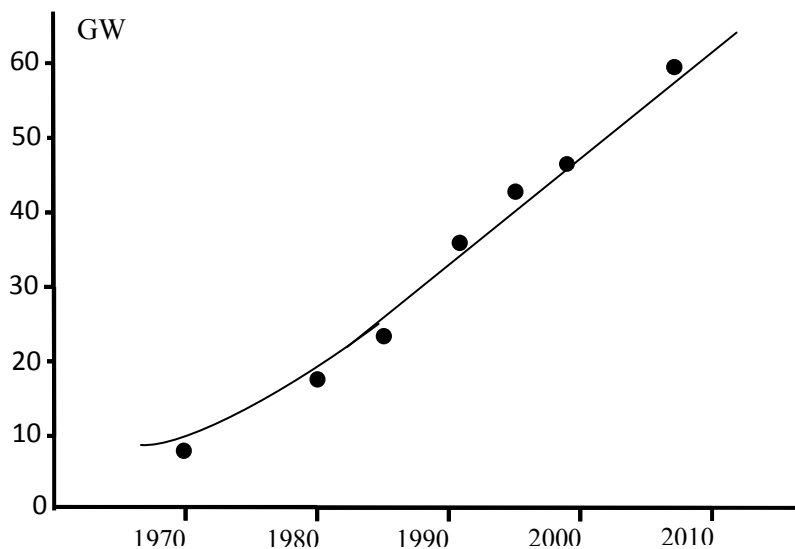


Fig. I.2. Evolution de la puissance installée CCHT dans le monde.

Des efforts de développement semblent donc nécessaires pour :

- Simplifier la conception des liaisons qui doit se traduire par une diminution du coût d'investissement et d'exploitation.
- Rendre les liaisons HVDC plus insensibles aux perturbations affectant inévitablement l'exploitation des réseaux, afin de les doter d'une meilleure sûreté de fonctionnement.

En 50 ans, la technologie HVDC constitue un monde de transport fiable de fortes puissances sur de longues distances avec des pertes minimales. La question est maintenant de savoir quelle direction prendront les travaux de développement dans les prochaines années.

Le transport massif d'énergie s'appuiera probablement sur la technologie des thyristors pour de nombreuses années encore car elle est fiable, bon marché et ses pertes sont faibles. En augmentant la tension, on peut transporter des puissances très supérieures et accroître la longueur des liaisons.

Les sources d'énergies renouvelables étant souvent éloignées des grandes agglomérations, les nouvelles technologies à électronique de puissance, comme le HVDC light, permettront de récupérer et d'injecter l'énergie sur le réseau électrique de transport pour l'acheminer jusqu'aux consommateurs, et ceci sans impact sur l'environnement.

Les perspectives les plus intéressantes pour la technologie HVDC se situent, toutefois, dans le domaine des liaisons multi terminales. A long terme, elle pourrait constituer une réelle alternative au transport CA qui, à ce jour domine ce secteur. [10]

## **I.8. Principe de fonctionnement d'un système de transport HVDC**

### **I.8.1. Introduction**

Un système de transport à courant continu haut tension utilise une ligne CC pour relier deux réseaux à courant alternatif la figure (I.3), montre les parties essentielles du système.

Les deux réseaux en tension alternative sont reliés à travers une liaison en courant continu, 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 dans laquelle passe le courant qui alimente le deuxième réseau et reconverte en puissance alternative par un poste de conversion d'arrivée fonctionnant en onduleur. Une connexion de retour est nécessaire pour assurer la fermeture du circuit et donc le flux du courant ; cette connexion peut être assurée à travers des électrodes situées à chaque extrémité de la liaison.

Afin de supporter la haute tension imposée par la ligne de transport et le réseau à CA chaque thyristor montré, est en réalité composé de plusieurs thyristors connectés en série. Cet ensemble de thyristors est appelé valve. Par exemple, une valve à 50 kV 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 – thyristors. [6]

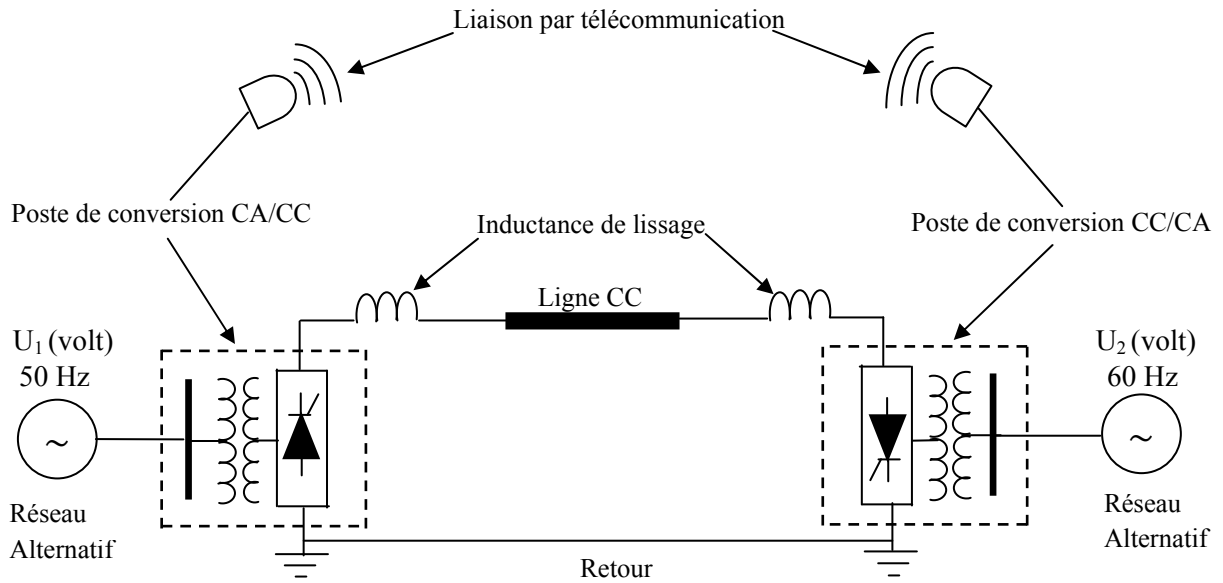


Fig. I.3. Schémas de principe d'une liaison HVDC.

### I.8.2. Composantes d'une liaison HVDC

Un système de transport à courant continu comprend plusieurs composants additionnels qui assurent son bon fonctionnement. En se référant à la figure (I.4), les différents composants principaux d'un système de transmission HVDC, on cite :

- Les transformateurs.
- Les convertisseurs (redresseur et onduleur).
- Les inductances de lissage.
- Les filtres harmoniques du côté alternatif (CA).
- Les filtres harmoniques du côté continu (CC).
- Les sources de puissances réactives.
- Les électrodes de mise à la terre.
- La liaison par micro-onde ou fibre optique entre les postes de conversion.

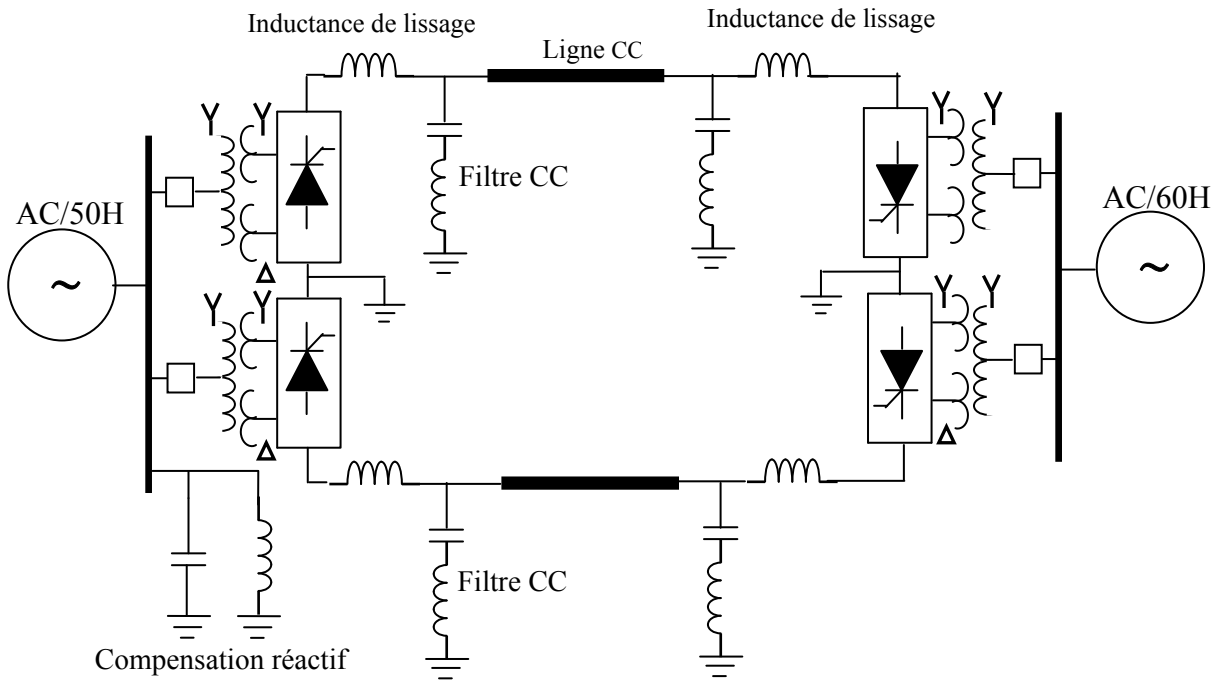


Fig. I.4. Composantes d'une liaison CCHT.

Le rôle de des différents composants est expliqué dans les sections suivantes :

### I.8.2.1. Transformateurs de conversion

Les transformateurs de conversion assurent les fonctions suivantes :

- Alimenter les convertisseurs avec une tension CA réglée en amplitude par le système de contrôle du poste HVDC.
- Assurer une séparation électrique entre le réseau et les convertisseurs afin d'éviter que des tensions continues soient injectées dans le réseau.
- Réduire le bruit harmonique engendré par les convertisseurs vers le réseau.
- Limiter le courant de défaut dans les thyristors des convertisseurs en cas de court-circuit.

### I.8.2.2. Convertisseurs (redresseur et onduleur)

Les deux convertisseurs sont des dispositifs de l'électronique de puissance qui servent à redresser une tension alternative par le redresseur, en la transformant en une tension continue, celle-ci est transformée en alternative par le deuxième convertisseur (onduleur).

### **I.8.2.3. Les inductances de lissage**

Ce dispositif, placé du côté CC du convertisseur, a la fonction de lisser la forme d'onde du courant dans toutes les configurations de charges, et de limiter les courants de court-circuit qui risqueraient d'endommager les convertisseurs, de diminuer le bruit harmonique côté CC et de réduire les risques de résonance.

### **I.8.2.4. Les filtres harmoniques CA**

Ces filtres ont pour fonction de réduire la perturbation harmonique en tension alternative en amont du poste de départ et en aval du post d'arrivée. Les filtres CA sont constitués d'éléments passifs (condensateurs, inducteurs, parafoudres) dont le dimensionnement et les valeurs nominales sont calibrées en fonction des caractéristiques de la liaison. il fournissent en même temps une partie de la puissance réactive absorbée par le convertisseur. [2]

### **I.8.2.5. Les Filtres harmoniques CC**

Les convertisseurs de HVDC créent des harmoniques en tous les modes opérationnels. De tels harmoniques peuvent créés les perturbations dans des systèmes de télécommunication par conséquent, les filtres particulièrement conçus de CC sont utilisés afin de réduire les perturbations. Ils sont composés, contrairement aux filtres CA, les filtres CC ne sont pas seulement constitués de composants passifs (condensateurs, inducteurs, résistances), mais aussi de dispositifs d'électronique de puissance qui injectent dans la ligne des courants ou des tenson harmonique de même amplitude à celui des convertisseurs mais en opposition de phase.

### **I.8.2.6. Les sources de la puissance réactive**

La puissance réactive absorbée par les convertisseurs peut être fournie par les réseaux CA. Auxquels les convertisseurs sont raccordés. En pratique, on utilise une source locale comme un compensateur statique ou un compensateur synchrone. Comme la puissance active transportée varie au cours de la journée, on doit ajuster la puissance réactive en conséquence. Parfois, la puissance réactive est fournie entièrement par des bancs de condensateurs et par des filtres CA. [6]

### **I.8.2.7. Les électrodes de mise à la terre**

Certaines liaisons HVDC emploient la terre, ou la mer, comme conducteur de retour du courant, le circuit à courant continu pouvant alors se réduire à un seul conducteur et à des prises de terre, ou de mer, dans des stations d'extrémités. On économise ainsi le coût d'un conducteur,

mais, en contrepartie, il faut installer une électrode et éventuellement une ligne entre la station et le site de l'électrode.

L'électrode de mise à la terre mérite une attention particulière car le retour permanent ou occasionnel du courant par le sol ou la mer pose le problème de la corrosion électrolytique des stations métalliques aux voisinages de l'ouvrage, et également celui des interférences avec d'autres installations. Pour ces raisons, l'électrode est toujours placée à quelques kilomètres du poste de conversion. [4]

#### **I.8.2.8. La liaison par micro-onde ou fibre optique entre les postes de conversion**

Afin, de commander les deux convertisseurs situés aux deux extrémités de la ligne, on doit prévoir une liaison par télécommunication très fiable, l'onduleur situé à l'extrémité de la ligne doit connaître à tout instant, la consigne de courant affichés au poste redresseur. Cette information est transmise continuellement entre les deux postes, généralement par micro-onde ou fibre optique.

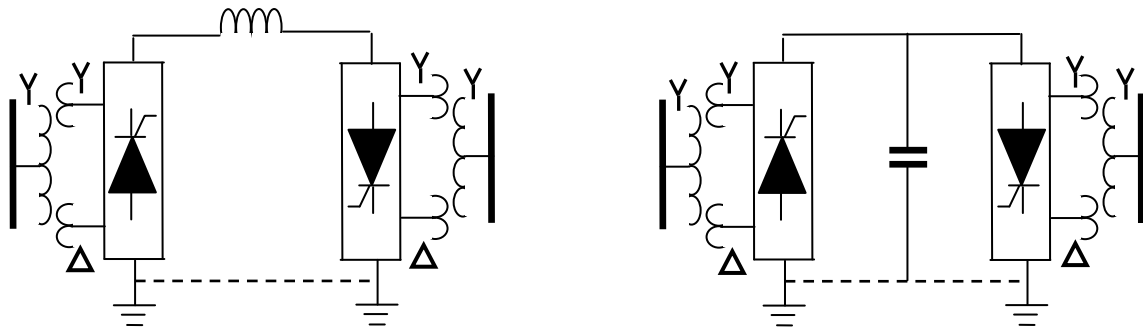
#### **I.8.3. Configuration de base d'une transmission HVDC**

Les systèmes HVDC peuvent être classifiés en trois catégories :

- Les liaisons "back-to-back".
- Les liaisons entre deux terminaux.
- Les liaisons multi terminaux.

##### **I.8.3.1. Les liaisons "back-to-back"**

Dans un système de transmission "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 de type CSC ou d'un condensateur en parallèle pour les convertisseurs de type VSC. Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux système AC asynchrone qui peuvent soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit le faire sans être synchronisés.



a). Système "back-to-back" de type CSC.

b). Système "back-to-back" de type VSC.

Fig.I.5. Configuration d'un système "back-to-back".

### I.8.3.2. Les liaisons entre deux terminaux

Les transmissions DC entre deux terminaux peuvent être monopolaire ou bipolaires :

#### I.8.3.2.1. Les liaisons monopolaire

Une configuration monopolaire est montrée dans la figure (I.6). Elle utilise un seul conducteur pour le transport d'énergie et le chemin de retour est assuré par la terre ou l'eau de la mer.

#### Avantages d'une liaison monopolaire

- Le retour par la terre réduit le coût de l'interconnexion.
- Les pertes sont minimisées car la liaison de retour a une section énorme rendant la résistance négligeable.

#### Inconvénient d'une liaison monopolaire

- Le fonctionnement n'est possible que en régime normale ce qui considère un inconvénient du point de vue sécurité d'alimentation.
- La bonne conductivité du sol ou de l'eau de la mer pour une grande densité du courant.
- En cas de panne d'un seul élément majeur le transport d'énergie se met en arrêt totale.

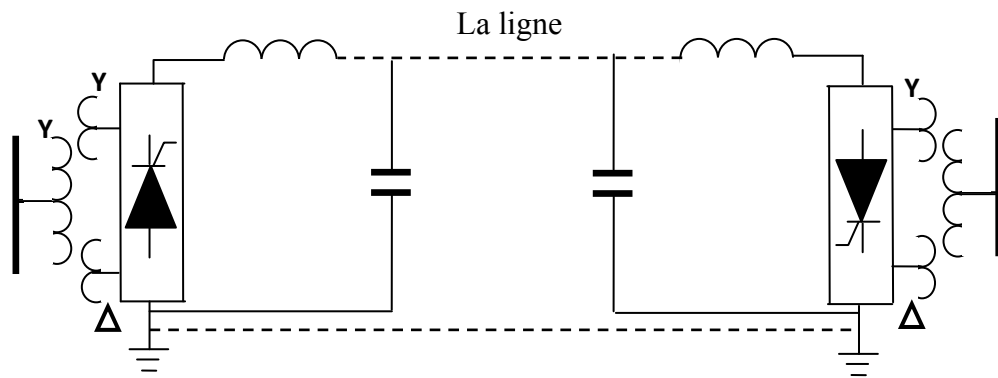


Fig. I.6. Configuration monopolaire CSC ou VSC.

### I.8.3.2.2. Les liaisons bipolaires

La configuration bipolaire figure (I.7), est généralement utilisée pour une transmission de puissance par voie aérienne. Dans ces systèmes, nous trouvons deux conducteurs, un conducteur de polarité positive ou « pôle positive », et l'autre de polarité négative ou « pôle négatif », et chaque terminal possède deux convertisseurs connectés en série du côté DC et fonctionnant à la même tension nominale. Les jonctions entre les convertisseurs sont réalisées par la terre. Normalement, les courants qui traversent les conducteurs sont égaux et il n'y a pas de courants qui s'écoulent dans la terre. Les deux pôles peuvent fonctionner indépendamment et par conséquent si un pôle est isolé à cause d'un défaut sur son conducteur, l'autre pôle peut transporter la moitié de la puissance nominale voire plus en considérant les possibilités de surcharge des convertisseurs et de la ligne. Du point de vue des performances, une configuration bipolaire est considérée comme étant l'équivalent d'une transmission AC utilisant deux lignes. [5]

#### Avantages d'une liaison bipolaire

- 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 coût supplémentaire relativement peu élevé.
- Si 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.

### Inconvénient d'une liaison bipolaire

- Une chute de tension importante dans les thyristors.
- L'utilisation des thyristors à courant admissible élevé sont très dimensionnés et très chers.

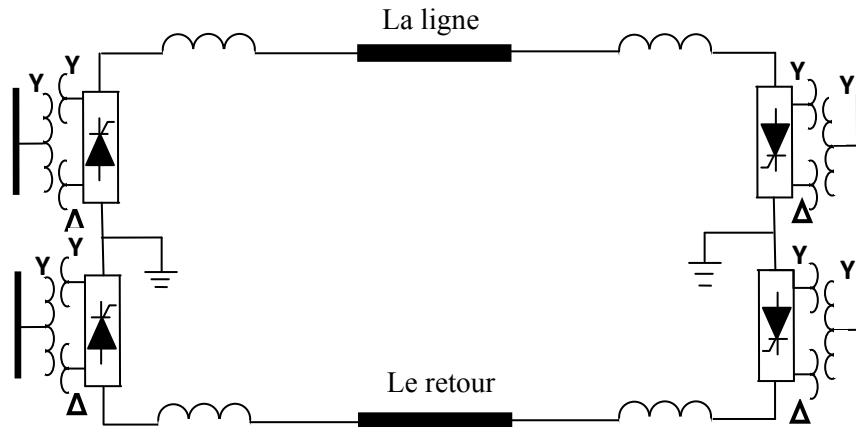


Fig. I.7. Configuration bipolaire.

### I.8.3.3. Les liaisons multi terminales

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 terminales (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 :

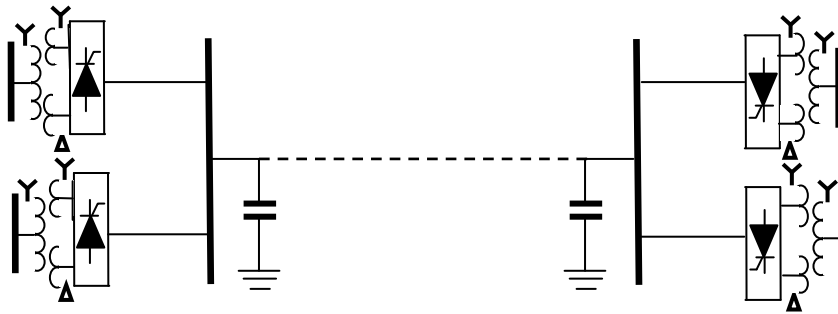
- Les liaisons parallèles.
- Les liaisons séries.

Dans une configuration parallèle, les convertisseurs opèrent tous à la même tension DC nominale. Les connexions peuvent être soit radiales (figure 3.1), soit maillées (figure 3.2).

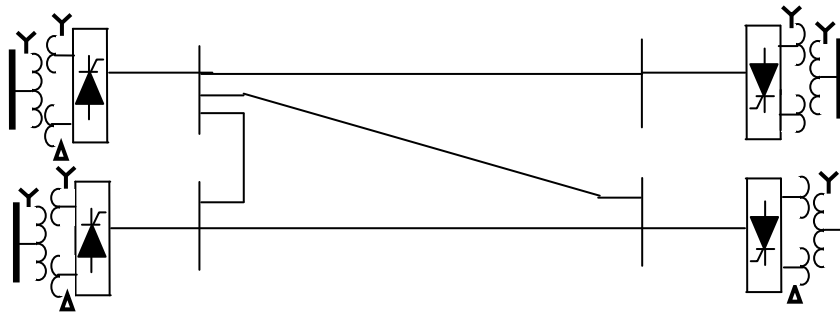
Dans une configuration série, les convertisseurs CSC opèrent tous au courant DC nominal figure (I.8).

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

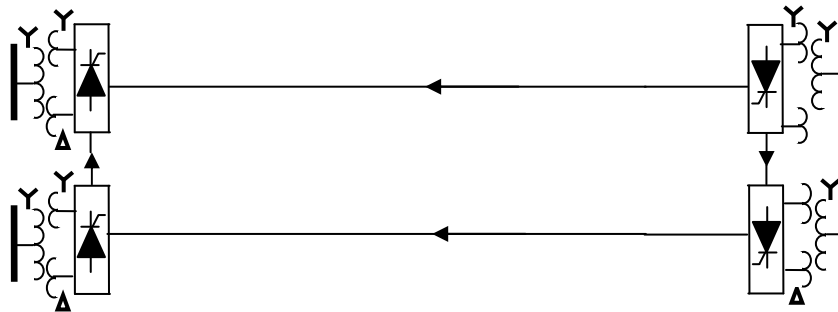
simples à commander et offrent plus de flexibilité pour des futures extensions. Nous pouvons toutefois noter que les configurations séries sont confinées aux applications où il est plus économique d'opérer sous un courant important et une basse tension. [5]



a). Connexion radiale



b). Connexion maillée



c). Connexion série

Fig. I.8. Configurations d'un système multi terminales.

**I.9. Conclusion**

Nous pouvons conclure que le système HVDC présente beaucoup d'avantages pour l'interconnexion des réseaux électriques indépendants. Les avantages peuvent être économiques, environnementaux ou techniques. La particularité aujourd'hui est la capacité de contrôler le flux de puissance et d'empêcher la propagation des perturbations, ainsi que la limitation des coupures qui caractérisent les systèmes CA interconnectés. Cette capacité de maintenir l'indépendance des réseaux reliés entre eux, peut être d'une importance primordiale quant les deux systèmes ont des procédures différentes de régulation, notamment entre deux régions, ou si les systèmes de contrôle de la fréquence ne sont pas compatibles.

## II.1. Introduction

La modélisation est une démarche ambitieuse, et la démarche ne peut pas être complète, satisfaisante et définitive. Elle ne relève donc pas uniquement des mathématiques, elle fait appel également à toute connaissance théorique et pratique, mais aussi à l'habileté de l'opérateur, habileté qui vient avec la pratique du métier. [11]

## II.2. Modélisation de la machine synchrone

La modélisation des machines synchrones représentées généralement par un système multi variables non linéaire dont les paramètres varient suivant le point de fonctionnement. Dans les études de stabilité des réseaux, les machines sont introduites sous forme d'un système d'équation de tension et de mouvement traduisant le comportement d'un certain modèle de la machine synchrone. Lorsque le réseau comporte un grand nombre de machine il est avantageux de choisir un modèle plus simple afin de réduire le temps de calcul. Il faut toutefois définir l'importance des termes négligés et introduire éventuellement des termes correctifs suivant la nature du problème étudié.

Dans cette section nous commencerons par des généralités sur les machines synchrones, ensuite nous traiterons la modélisation. [12]

### II.2.1. Généralité

Selon le Vocabulaire Electrotechnique Internationale « Une machine synchrone est une machine à courant alternatif dans laquelle la fréquence de la tension induite engendrée et la vitesse de rotation sont dans un rapport constant » [13], tel que :

$$f = \frac{P\Omega}{2\pi} \quad (\text{II.1})$$

- P : est le nombre de paire de pôle.
- $\Omega$  : la vitesse de rotation.
- 

L'équation (II.1) peut s'écrire :

$$\Omega = \frac{2\pi f}{P} = \frac{2\pi N}{60} \quad (\text{II.2})$$

- $f = \frac{PN}{60}$  : (fréquence en Hz).
- N : La vitesse en (tr/mn).

La machine synchrone est composée d'un induit au stator et d'un inducteur au rotor tel que :

**Stator** : le stator est formé d'un circuit magnétique feuilleté portant un enroulement triphasé répartie dans les encoches parallèles à l'axe dans lesquelles sont logés les conducteurs des trois phases (enroulement identique a, b et c), décalés entre eux de  $2\pi/3$  radians, ce bobinage constitue l'induit de la machine car il est le siège de forces électromotrices induites par le champ tournant.

**Rotor** : le rotor porte en général un bobinage placé dans des encoches ou sur des pôles saillants. Cet enroulement, destiné à être alimenté en continu, constitue l'inducteur de la machine car il sert à créer le champ magnétique qui va balayer les conducteurs de l'induit. Il est entraîné par une turbine (turbine à vapeur ou hydraulique, etc...), qui fournit l'énergie mécanique.

Il existe deux types de rotor bobiné :

Les machines à rotor bobiné peuvent être à entrefer constant ou à pôle saillant, les rotors à pôles saillants sont bien adaptés aux machines à nombre de paires de pôles élevé et à vitesse de rotation basse ou moyenne (alternateurs des centrales hydraulique), alors que les rotors à pôles lisses sont bien adaptés aux machines à faible nombre de pôle (une ou deux), et à vitesse de rotation élevée (turboalternateurs des centrales classiques ou nucléaires).

Les machines à rotor bobiné sont souvent munies d'amortisseurs, ce sont des barres de cuivre placées dans des encoches à la périphérie des pôles reliées entre elles pour former une portion de cage ou une cage complète analogue à celle d'un moteur asynchrone pour les machines à pôles saillants mais pour les machines à pôles lisses c'est la partie massive du fer rotorique qui joue le rôle d'amortisseur. [13]

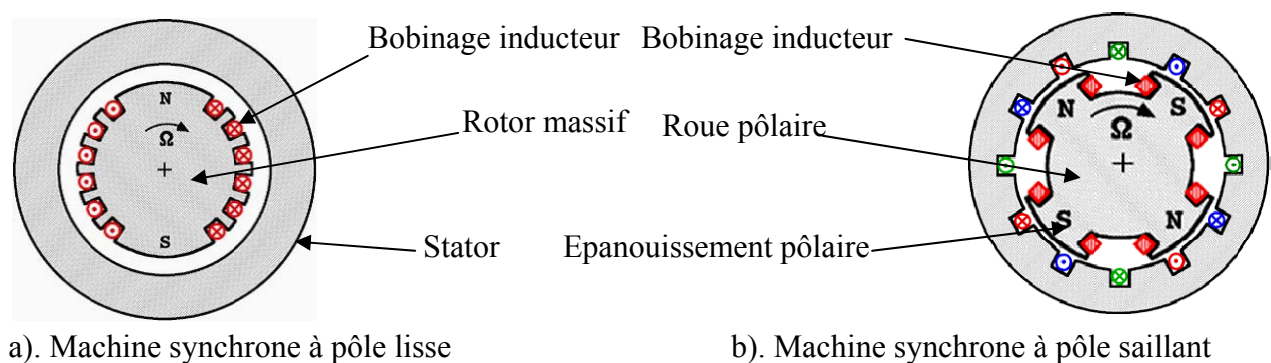


Fig. II.1. Configuration de la machine synchrone.

L'enroulement amortisseur à pour rôle :

- permettant à la machine de s'opposer à des régimes de déséquilibres (court-circuit biphasé...).
- permettant de fournir un chemin préférentiel aux courants induits dans le rotor et évitent ainsi les surtensions et les échauffements anormaux de l'inducteur.
- jouent le même rôle dans le cas des courants dus aux champs harmoniques.
- lorsque la machine synchrone démarre en asynchrone, les circuits amortisseurs se substituent à la cage d'écureuil. [14]

### II.2.2. Mise en équation de la machine synchrone

La machine dont nous allons étudier la mise en équation correspondant à la structure représenté à la figure (II.3), on a au stator, un enroulement triphasés placés sur les axes (a, b, c) et au rotor, un enroulement d'excitation (F), dont l'axe coïncide avec l'axe ( $O_d$ ), et en introduit aussi des enroulements amortisseur représenté par deux enroulements fermés en court-circuit sur eux-mêmes, l'un dit « amortisseur d'axe direct d'indice D et d'axe magnétique dirigé selon  $O_d$  », l'autre dit « amortisseur d'axe en quadrature d'indice Q et d'axe magnétique dirigé selon  $O_q$  ».

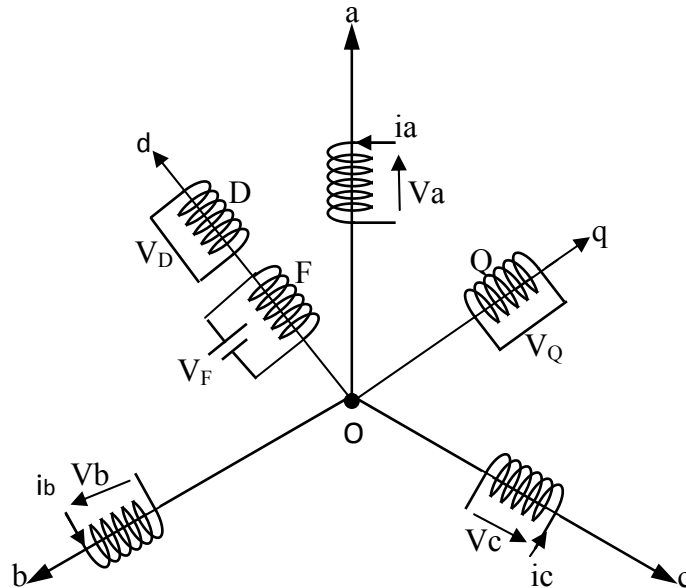


Fig. II.2. Représentation schématique de la machine synchrone.

### II.2.2.1. hypothèses simplificatrice

On néglige :

- La saturation du circuit magnétique, l'hystérésis et les courants de Foucault.
- L'effet de peau qui augmente les résistances et diminue les inductances.
- L'effet de la température sur la valeur des résistances.

On considère que :

- Les lignes d'induction dans l'entrefer sont radiales.
- La répartition spatiale de la force magnétomotrice est sinusoïdale.
- Les trois phases de la machine sont équilibrées et que la machine possède une symétrie cylindrique.

### II.2.2.2. Équation de tension

Les enroulements a, b, c, F, D, Q, de la figure (II.3), obéissent aux équations électriques suivantes :

$$\begin{cases} V_a = r_s i_a + \frac{d\Phi_a}{dt} \\ V_b = r_s i_b + \frac{d\Phi_b}{dt} \\ V_c = r_s i_c + \frac{d\Phi_c}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.3})$$

$$\begin{cases} V_F = r_F i_F + \frac{d\Phi_F}{dt} \\ V_D = r_D i_D + \frac{d\Phi_D}{dt} \\ V_Q = r_Q i_Q + \frac{d\Phi_Q}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.4})$$

Ou sous forme matricielle :

$$[V_s] = [R_s][i_s] + \frac{d[\Phi_s]}{dt} \quad (\text{II.5})$$

$$[V_r] = [R_r][i_r] + \frac{d[\Phi_r]}{dt} \quad (\text{II.6})$$

Où :

$$[V_s] = [V_a \ V_b \ V_c]^T \quad \text{Et} \quad [V_r] = [V_F \ V_D \ V_Q]^T$$

$$[i_s] = [i_a \ i_b \ i_c]^T \quad \text{Et} \quad [i_r] = [i_F \ i_D \ i_Q]^T$$

$$[\mathbf{R}_S] = \begin{bmatrix} r_S & 0 & 0 \\ 0 & r_S & 0 \\ 0 & 0 & r_S \end{bmatrix} \quad \text{Et} \quad [\mathbf{R}_R] = \begin{bmatrix} r_F & 0 & 0 \\ 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix}$$

$[\mathbf{V}_S]$  Et  $[\mathbf{V}_R]$  : Les vecteurs des tensions statoriques et rotoriques respectivement.

$[\mathbf{i}_S]$  Et  $[\mathbf{i}_R]$  : Les vecteurs des courants statoriques et rotoriques respectivement.

$[\mathbf{R}_S]$  Et  $[\mathbf{R}_R]$  : Les Matrice des résistances statoriques et rotoriques respectivement.

### II.2.2.3. Équation de flux

Les deux équations des flux peuvent présenter comme suivants :

$$[\Phi_S] = [\mathbf{L}_{SS}][\mathbf{i}_S] + [\mathbf{M}_{RS}][\mathbf{i}_R] \quad (\text{II.7})$$

$$[\Phi_R] = [\mathbf{L}_{RR}][\mathbf{i}_R] + [\mathbf{M}_{RS}][\mathbf{i}_S] \quad (\text{II.8})$$

Où:

$$[\mathbf{L}_{SS}] = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ba} & L_b & M_{bc} \\ M_{ca} & M_{cb} & L_c \end{bmatrix} \quad \text{ET} \quad [\mathbf{L}_{RR}] = \begin{bmatrix} L_F & M_{FD} & 0 \\ M_{FD} & L_D & 0 \\ 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix}$$

$$[\mathbf{M}_{RS}] = [\mathbf{M}_{SR}] = \begin{bmatrix} M_{aF} & M_{aD} & M_{aQ} \\ M_{bF} & M_{bD} & M_{bQ} \\ M_{cF} & M_{cD} & M_{cQ} \end{bmatrix}$$

$[\mathbf{L}_{SS}]$  : Matrice des inductances propres et mutuelles statoriques.

$[\mathbf{L}_{RR}]$  : Matrice des inductances propres et mutuelles rotoriques.

$[\mathbf{M}_{RS}] = [\mathbf{M}_{SR}]$  : Matrices des inductances mutuelles stator-rotor.

Le système d'équations formé par (II.5) à (II.8), n'est pas linéaire, du fait des inductances variables qui dépende de  $\theta$ , la position du rotor par rapport au stator, et ne prêt pas bien à une étude analytique des phénomènes dont la machine synchrone est le siège. La résolution numérique de ce système est possible mai peu commode, à cause des coefficients variables des matrices inductances.

Pour supprimer ce non linéarité on transforme les enroulements statoriques en enroulements orthogonaux en utilisant la transformation de Park. Celle-ci permet de rendre

indépendante de  $\theta$  les expressions des inductances dans les relations liant les flux transformés aux courants transformés.

### II.2.3. Représentation de la machine synchrone dans le référentiel de Park

#### II.2.3.1. Théorie des deux axes de Park

R. H. Park a présenté sa transformation lors de l'étude de la machine synchrone comme moyen de simplifier les équations de celle-ci. Cette transformation, appelé souvent transformation de deux axes de Park, fait correspondre aux variables réelles leurs composantes homopolaire (indice 0), d'axe direct (indice d) et d'axe quadrature (indice q), dans un référentiel constitué de deux axes orthogonaux, l'axe direct ou l'axe polaire et l'axe quadrature ou l'axe interpolaire. L'utilisation de la transformation de Park dans l'étude des machines électriques permet de ramener le système différentiel à coefficients constants. [12]

L'application de la transformation de Park à la machine synchrone consiste à effectuer le changement de variable suivant :

$$\begin{cases} [U_{dq}] = [P(\theta)][V_s] \\ [i_{dq}] = [P(\theta)][i_s] \\ [\Phi_{dq}] = [P(\theta)][\Phi_s] \end{cases} \quad (\text{II.9})$$

$$[U_{dq}] = [U_d \quad U_q]^T \quad \text{ET} \quad [i_{dq}] = [i_d \quad i_q]^T$$

Avec :  $[U_{dq}]$ ,  $[i_{dq}]$  : Sont respectivement les vecteurs des tensions et des courants statoriques dans le référentiel de Park.

Où :  $[P(\theta)]$  : étant la matrice de transformation de Park tel que :

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.10})$$

On note que les enroulements rotoriques ne subissent aucune transformation puisqu'ils sont déjà, par construction, ordonnés selon deux axes perpendiculaires. Le choix judicieux de la position de référentiel de Park par rapport au rotor donne encore une simplification des équations, le meilleur choix est de prendre les deux axes de Park confondus avec les deux axes perpendiculaires de la roue polaire.

Ainsi la machine synchrone dans le référentiel de Park sera représentée par des enroulements ordonnés selon deux axes perpendiculaires, donc découplés magnétiquement, comme montré sur la figure (II.3) suivant :

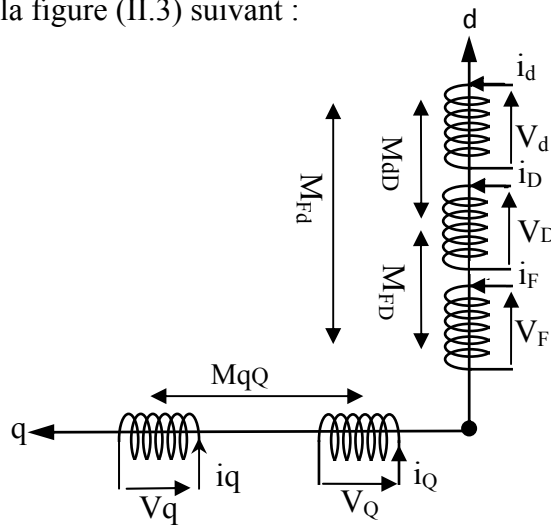


Fig. II.3. Représentation schématique de la machine synchrone dans le référentiel de Park.

### II.2.3.2. Équation de tension dans le référentiel de Park

Les équations de tension de la machines synchrone dans le référentiel de Park ont pour expression :

$$\text{De (II.5) : } [\mathbf{V}_s] = [\mathbf{R}_s][\mathbf{i}_s] + \frac{d[\Phi_s]}{dt}$$

$$[\mathbf{P}(\theta)]^{-1}[\mathbf{U}_{dq0}] = [\mathbf{R}_s][\mathbf{P}(\theta)]^{-1}[\mathbf{i}_{dq0}] + \frac{d}{dt}([\mathbf{P}(\theta)]^{-1}[\Phi_{dq0}])$$

$$[\mathbf{U}_{dq0}] = [\mathbf{R}_s][\mathbf{i}_{dq0}] + [\Phi_{dq0}][\mathbf{P}(\theta)] \frac{d}{dt}([\mathbf{P}(\theta)]^{-1}) + \frac{d}{dt}([\Phi_{dq0}])$$

La matrice de transformation de Park est orthogonal, donc la transformation inverse de cette matrice est égal la matrice transposée.

$$[\mathbf{P}(\theta)]^{-1} = [\mathbf{P}(\theta)]^T = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.11})$$

Par calcul simple on trouve la grandeur :  $[\mathbf{p}(\theta)] \frac{d}{dt}([\mathbf{P}(\theta)]^{-1})$ , tel que égal :

$$[\mathbf{p}(\theta)] \frac{d}{dt}([\mathbf{P}(\theta)]^{-1}) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \frac{d\theta}{dt} \quad (\text{II.12})$$

D'autre part, la position du rotor est caractérisée par l'équation interne de l'angle ( $\theta$ ), et on écrit la relation suivant :  $\omega_r = \frac{d\theta}{dt}$

Finalement on trouve les expressions suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} U_d = r_s i_a + \frac{d\Phi_d}{dt} - \omega_r \Phi_q \\ U_q = r_s i_q + \frac{d\Phi_q}{dt} + \omega_r \Phi_d \\ U_0 = r_s i_0 + \frac{d\Phi_0}{dt} \\ U_F = r_F i_F + \frac{d\Phi_F}{dt} \\ U_D = r_D i_D + \frac{d\Phi_D}{dt} \\ U_Q = r_Q i_Q + \frac{d\Phi_Q}{dt} \end{array} \right. \quad (\text{II.13})$$

La machine étant supposée symétrique et le réseau équilibré, ce qui donne une composante homopolaire nulle ( $U_0 = i_0 = 0$ ), ainsi le système d'équations se réduit à cinq équations au lieu six.

Dans les expressions de  $U_d$ ,  $U_q$ , on voit apparaître les f. e. m statiques  $\frac{d\Phi_d}{dt}$  et  $\frac{d\Phi_q}{dt}$  dues à la variation des flux, responsable des comportements transitoires

électromagnétiques, et les f. e. m dynamiques  $w_r \Phi_q$ ,  $w_r \Phi_d$ , dues à la rotation et qui sont responsable du transfert de puissance.

D'après le schéma équivalent selon les deux axes quadratique (dq), considérons les expressions des différents flux ( $\Phi_d, \Phi_q, \Phi_F, \Phi_D, \Phi_Q$ ).

$$\begin{cases} \Phi_d = L_d i_d + M_{dF} i_F + M_{dD} i_D \\ \Phi_q = L_q i_q + M_{qQ} i_Q \\ \Phi_F = L_F i_F + M_{Fd} i_d + M_{FD} i_D \\ \Phi_D = L_D i_D + M_{Dd} i_d + M_{DF} i_F \\ \Phi_Q = L_Q i_Q + M_{Qq} i_q \end{cases} \quad (\text{II.14})$$

La nouvelle équation de flux peut présenter sous forme matricielle comme suivant :

$$\begin{bmatrix} \Phi_d \\ \Phi_q \\ \Phi_F \\ \Phi_D \\ \Phi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_{dF} & M_{dD} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{qQ} \\ M_{Fd} & 0 & L_F & M_{FD} & 0 \\ M_{Dd} & 0 & M_{DF} & L_D & 0 \\ 0 & M_{Qq} & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.15})$$

On introduit les équations (II.14), dans les équations de tension (II.13). Et en applique la transformation de Laplace tel que ( $\frac{d}{dt} = p$ ), On trouve les nouvelles équations suivant :

$$\begin{cases} U_d = (r_s + pL_d) i_d - L_q \omega_r i_q + pM_{dF} i_F + pM_{dD} i_D - \omega_r M_{qQ} i_Q \\ U_q = L_d \omega_r i_d + (r_s + pL_q) i_q + \omega_r M_{dF} i_F + \omega_r M_{dD} i_D + p M_{qQ} i_Q \\ U_F = pM_{Fd} i_d + 0 + (r_F + pL_F) i_F + p M_{FD} i_D + 0 \\ U_D = pM_{Dd} i_d + 0 + pM_{DF} i_D + (r_D + pL_D) i_D + 0 \\ U_Q = 0 + pM_{Qq} i_q + 0 + 0 + (r_Q + pL_Q) i_Q \end{cases} \quad (\text{II.16})$$

Cette nouvelle équation (II.16), peut présenter sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_F \\ U_D \\ U_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s + pL_d & -L_q\omega_r & pM_{dF} & pM_{dD} & -\omega_r M_{qQ} \\ L_d\omega_r & r_s + pL_q & \omega_r M_{dF} & \omega_r M_{dD} & pM_{qQ} \\ pM_{Fd} & 0 & r_F + pL_F & pM_{FD} & 0 \\ pM_{Dd} & 0 & pM_{FD} & r_D + pL_D & 0 \\ 0 & pM_{Qq} & 0 & 0 & r_Q + pL_Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.17})$$

Ce système des tensions (II.17), s'écrit également sous la forme suivante :

$$[U] = [L][I] + [R][I] - [\theta][G][I] \quad (\text{II.18})$$

D'où l'on déduit les écritures en forme d'état suivantes :

$$[I]^0 = [L]^{-1} \{ [U] - [R][I] + [\theta][G][I] \} \quad (\text{II.19})$$

$$[\Phi]^0 = - [R][I] + [w_r][\Phi] + [U] \quad (\text{II.20})$$

Ceci impliquerait automatiquement un choix entre courant (II.19), et flux magnétique (II.20), comme variables d'états.

Le système d'équations le plus utilisé s'écrit finalement comme suit :

$$[L] \frac{d[I]}{dt} = [A_1][I] + [U] \quad (\text{II.21})$$

Avec :

$$\begin{cases} [I] = [i_d \ i_q \ i_F \ i_D \ i_Q]^T \\ [U] = [U_d \ U_q \ U_F \ U_D \ U_Q]^T \\ [A_1] = [A_{11}] - \omega_r [A_{12}] \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

$$[L] = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_{dF} & M_{dD} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{qQ} \\ M_{Fd} & 0 & L_F & M_{FD} & 0 \\ M_{Dd} & 0 & M_{DF} & L_D & 0 \\ 0 & M_{Qq} & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.23})$$

$$[A_{11}] = \begin{bmatrix} -r_s & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -r_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -r_Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.24})$$

$$[A_{12}] = \begin{bmatrix} 0 & -L_q & 0 & 0 & -M_{Qq} \\ L_d & 0 & M_{Fd} & M_{Dd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.25})$$

#### II.2.4. Expression du couple électromagnétique

La puissance électrique instantanée fournie aux circuits électriques rotoriques et statoriques est exprimée en fonction des grandeurs d'axes (dq).

$$P_e = U_d i_d + U_q i_q + U_F i_F + U_D i_D + U_Q i_Q \quad (\text{II.26})$$

Cette puissance se décompose en trois séries de termes :

- La puissance dissipée en pertes joule :

$$P_1 = r_s (i_d^2 + i_q^2) + r_F i_F^2 + r_D i_D^2 + r_Q i_Q^2 \quad (\text{II.27})$$

La puissance représentant les échanges d'énergie électromagnétique avec les sources:

$$P_2 = i_d \frac{d\Phi_d}{dt} + i_q \frac{d\Phi_q}{dt} + i_F \frac{d\Phi_F}{dt} + i_D \frac{d\Phi_D}{dt} + i_Q \frac{d\Phi_Q}{dt} \quad (\text{II.28})$$

- La puissance mécanique regroupant l'ensemble des termes liés aux dérivées des positions angulaires :

$$P_3 = \left( \Phi_d i_q - \Phi_q i_d \right) \frac{d\theta}{dt} \quad (\text{II.29})$$

Le couple électromagnétique instantané est défini par:

$$\begin{aligned} C_e &= \frac{3}{2} p \left( \Phi_s \wedge i_s \right) \\ &= \frac{3}{2} p \left( L_d i_q i_q + M_{FD} i_F i_q + M_{Dd} i_D i_q - L_q i_q i_d - M_{Qq} i_Q i_d \right) \end{aligned} \quad (\text{II.30})$$

Par ailleurs, la relation fondamentale de la mécanique est donné par

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_e - C_{st} - f \Omega \quad (\text{II.31})$$

$J$  : Moment d'inertie du rotor.

$f$  : Coefficient de frottement.

$C_{st}$  : Couple statique de frottement.

### II.2.5. Simulation de la machine synchrone

Nous présentons dans cette section la simulation de la machine synchrone à l'aide de logiciel de Matlab/Simulink, ce logiciel donne la simplicité d'implantation des différents modèles grâce à son interface graphique ainsi que la possibilité d'échange de données entre Simulink et l'espace de travail.

Le programme Simulink procède en deux étapes :

- 1) On définit le système à étudier par un modèle mathématique développée soit dans le domaine temporelle ou par sa fonction de transfert, puis introduit dans le programme sous formes des blocs.
- 2) La deuxième phase consiste à l'analyse du comportement du système.

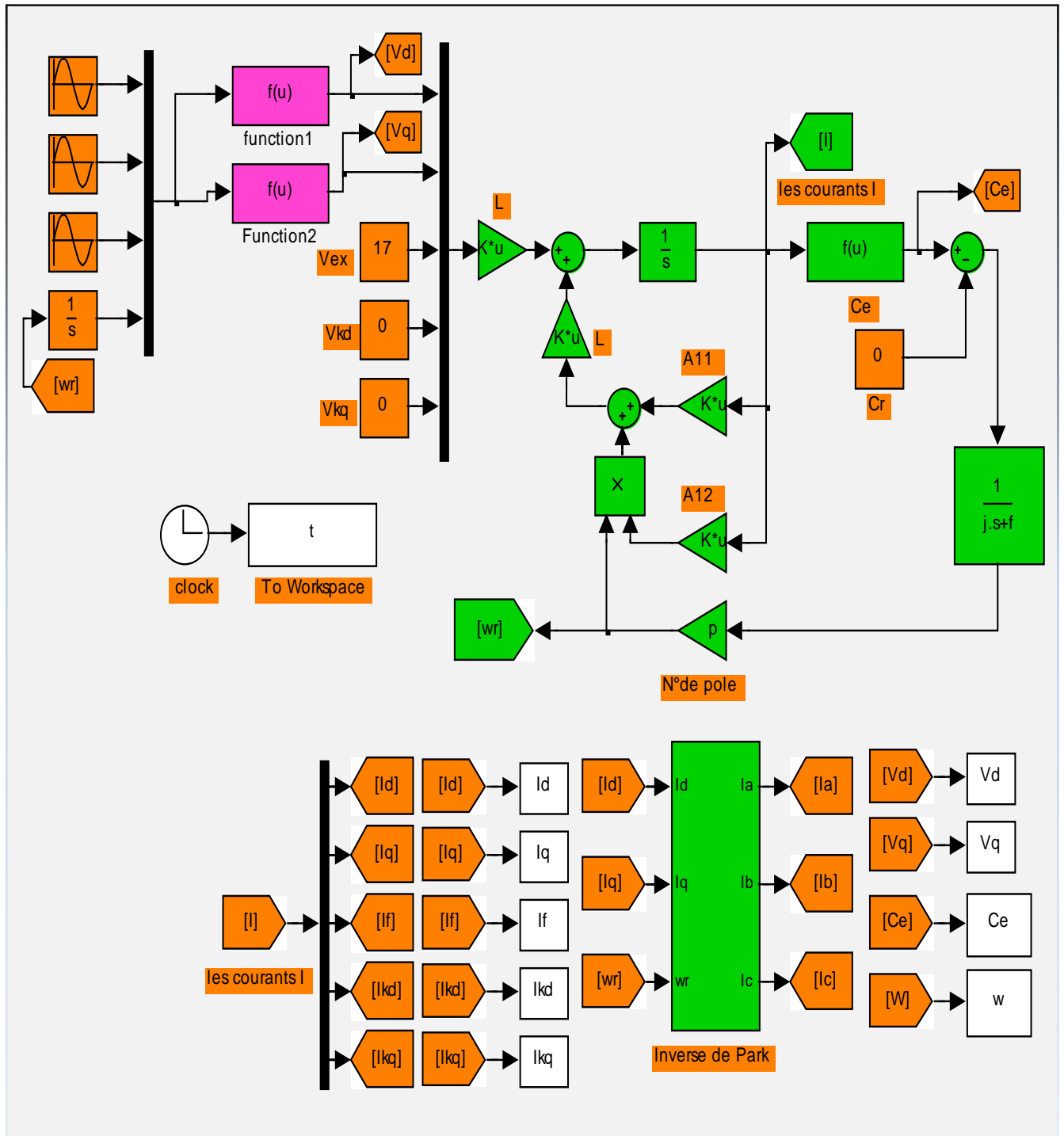
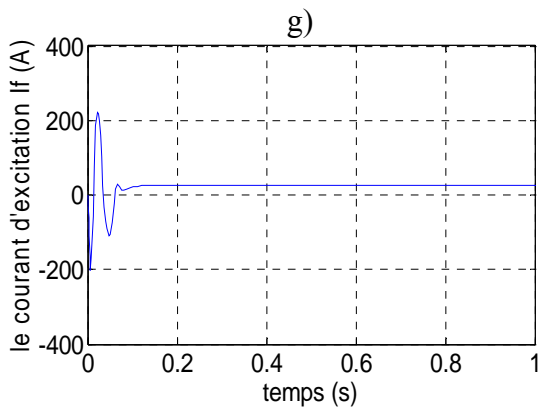
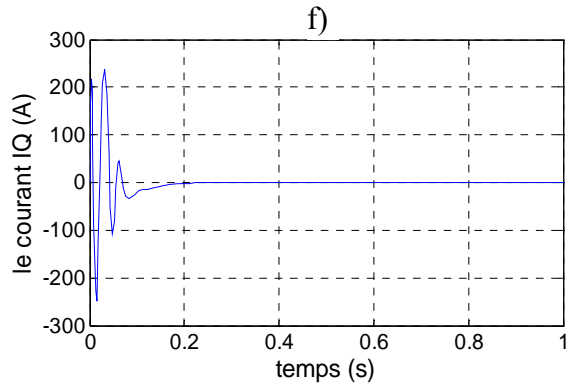
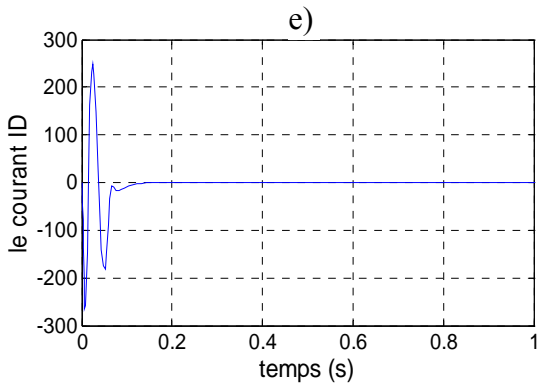
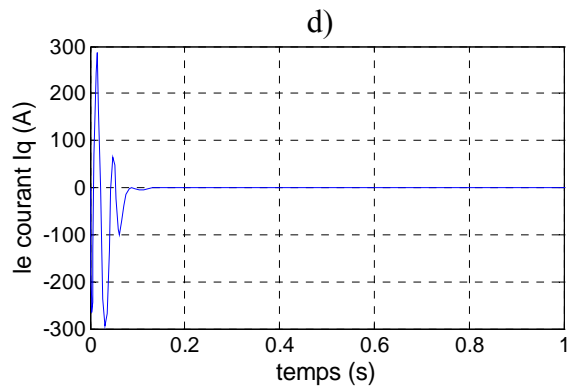
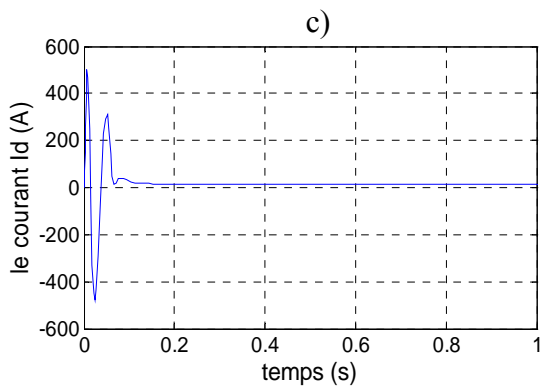
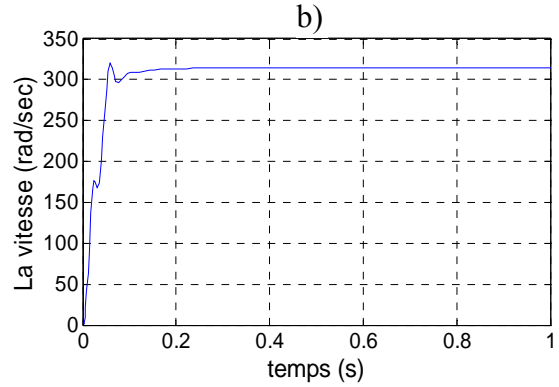
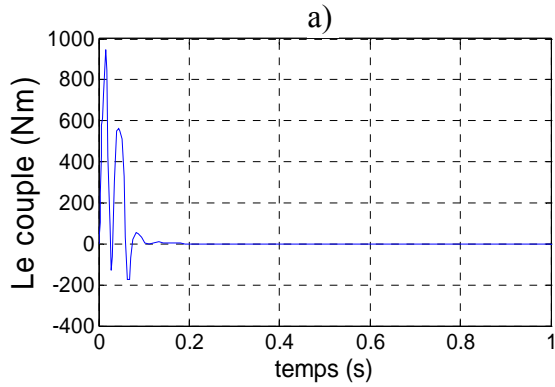
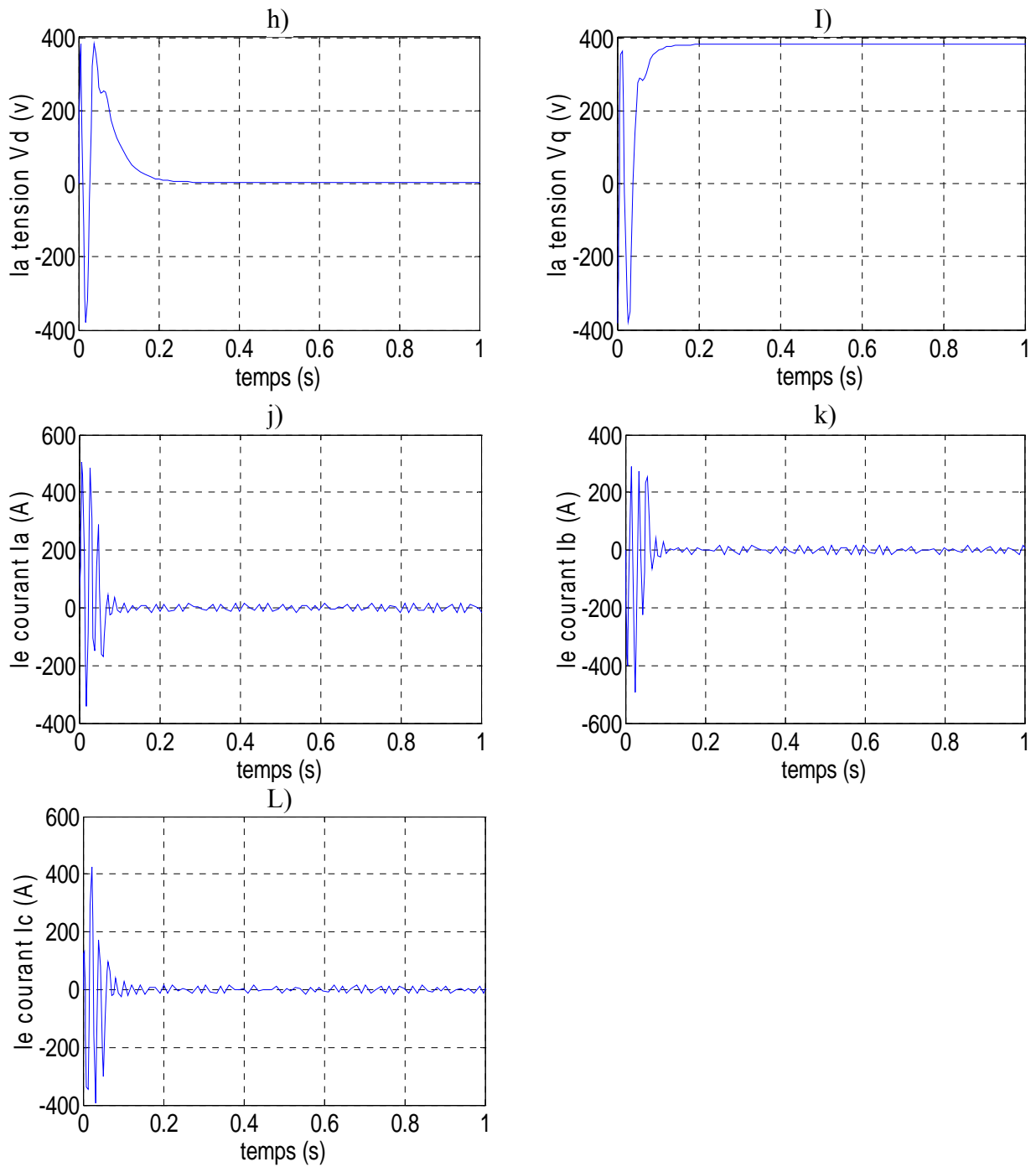


Fig. II.4. Bloc de simulation de la machine synchrone.

**II.2.5.1. Résultat de simulation de la machine synchrone à vide**

Les résultats de simulation sont présentés dans les figures suivantes :





L)

Fig. II.5. Simulation de la machine synchrone.

- |                                       |                                       |
|---------------------------------------|---------------------------------------|
| a) Caractéristique de couple.         | h) Caractéristique la tension $V_d$ . |
| b) Caractéristique de la vitesse.     | I) Caractéristique la tension $V_q$ . |
| c) Caractéristique de courant $I_d$ . | j) Caractéristique le courant $I_a$ . |
| d) Caractéristique de courant $I_q$ . | k) Caractéristique le courant $I_b$ . |
| e) Caractéristique de courant $I_D$ . | L) Caractéristique le courant $I_c$ . |
| f) Caractéristique de courant $I_Q$ . |                                       |
| g) Caractéristique de courant $I_f$ . |                                       |

### II.2.5.2. Interprétation

#### **Caractéristique de la vitesse $w=f(t)$**

A partir des résultats de simulation lors de démarrage la machine à vide, la vitesse subie à des variations transitoires dues réellement à l'effet de contre réaction des masses tournantes, l'allure de  $w=f(t)$  comme montre précédente montre bien qu'en présence des circuits amortisseurs, la machine tend vers le synchronisme sans présenter de pompage de la vitesse.

#### **Caractéristique de couple $C_e=f(t)$**

Au départ, la caractéristique du couple subie à des variations onéreux (forte intensité), mais de courte durée puis s'amortissent jusqu'à tend vers le zéro parallèlement avec la vitesse qui tend vers le synchronisme, c'est le cas de la machine à vide.

#### **Caractéristique du courant d'amortisseur $I_D=f(t)$ et $I_Q=f(t)$**

Au moment de démarrage les circuits d'amortisseurs sont parcourus par un courant, ce courant tient à cause de démarrage la machine synchrone comme un machine asynchrone, puis amortie vers le zéro afin de mettre la machine au synchronisme.

#### **Caractéristique du courant d'excitation $I_f=f(t)$**

Le courant d'excitation rotorique subit la même variation au régime transitoire et atteint une amplitude importante et cela pour une baisse vitesse, puis se stabilise rapidement à l'approche du synchronisme.

#### **Caractéristique des courants $I_{abc}=f(t)$**

La machine synchrone fournit un système de courant triphasé de fréquence  $f$  afin de donner un couple sur l'arbre et un courant d'excitation continu au circuit de rotor.

#### **Caractéristique des courants $I_d=f(t)$ et $I_q=f(t)$**

Les deux courants directs et quadratiques sont subis à une variation transitoire, le courant  $I_d$  se stabilise à une valeur constante par rapport au courant  $I_q$  qui tend vers le zéro.

#### **Caractéristique des tensions des tensions $V_d=f(t)$ et $V_q=f(t)$**

Les deux caractéristiques de tensions directes et quadratiques sont subies à une variation transitoire au moment de démarrage puis la tension directe tend vers le zéro, par rapport à la tension quadratique qui stabilise à une valeur constant.

### II.3. Modélisation des transformateurs

Le transformateur est un convertisseur statique à induction électromagnétique, qui permet de transformer une tension sinusoïdale en une autre tension sinusoïdale de valeur efficace différent ou égal. Afin de la rendre aussi commode que possible à tous les stades de la production, la distribution et de l'utilisation.

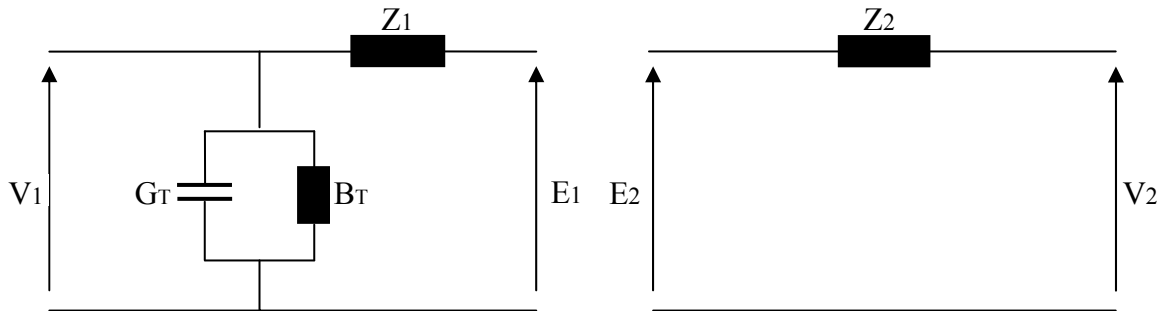


Fig. II.6. Le schéma équivalent monophasé d'un transformateur triphasé.

Où :  $Z_1 = R_1 + jX_1$  : est l'impédance de l'enroulement primaire.

$Z_2 = R_2 + jX_2$  : est l'impédance de l'enroulement secondaire.

$Y_T = G_T + jB_T$  : est l'admittance du transformateur (représente les pertes fer et les pertes de magnétisation).

### II.4. Modélisation des lignes

Les lignes sont représentées par un quadripôle symétrique donné par un schéma de type en  $\pi$ . La figure (II.7), illustre le schéma en  $\pi$  de la ligne, où  $r_{ij}$ ,  $x_{ij}$  et  $b_{ij}$  sont représentés respectivement la résistance, la réactance et la demi-susceptance transversale (coté i) de la ligne i-j.

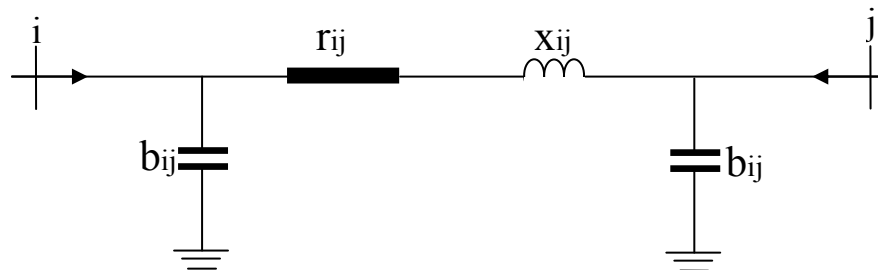


Fig. II.7. Schéma en  $\pi$  d'une ligne de transmission.

L'admittance élémentaire de la ligne i-j est donnée par la relation :

$$Y_{Li} = \frac{1}{r_{ij} + jX_{ij}} \quad (\text{II.32})$$

### II.5. Modélisation des charges

Les charges représentent les consommateurs connectés au réseau. Elles correspondent à des injections négatives aux nœuds. Les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale :

$$S_{Li} = P_{Li} + jQ_{Li} \quad (\text{II.33})$$

Où  $S_{Li}$  est la puissance complexe de la charge,  $P_{Li}$  la puissance active et  $Q_{Li}$  la puissance réactive. La puissance réactive  $Q_{Li}$  peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive respectivement capacitive. On représente les charges par des admittances constantes de fait par :

$$Y_i = \frac{(P_i + jQ_i)}{V_i^2} \quad (\text{II.34})$$

La figure (II.6), schématise le modèle équivalente de la charge.

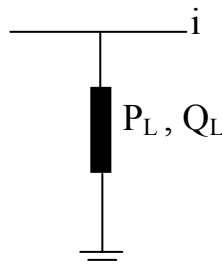


Fig. II.8. Schéma de l'admittance équivalente d'une charge.

### II.6. Modélisation des éléments shunt

Les dispositifs shunt, généralement utilisés pour la compensation réactive et le maintien de la tension, sont modélisés par des admittances  $Y_{i0}$  de la forme :

$$Y_{i0} = g_{i0} + jb_{i0} \quad (\text{II.35})$$

Le système général représentant un élément shunt, est donné à la figure (II.7.a), la susceptance  $b_{i0}$  peut être inductive ou capacitive. Dans le premier cas, l'élément consomme de la puissance réactive figure (II.7.b), alors qu'il en fournit au système dans le second figure (II.9.c).

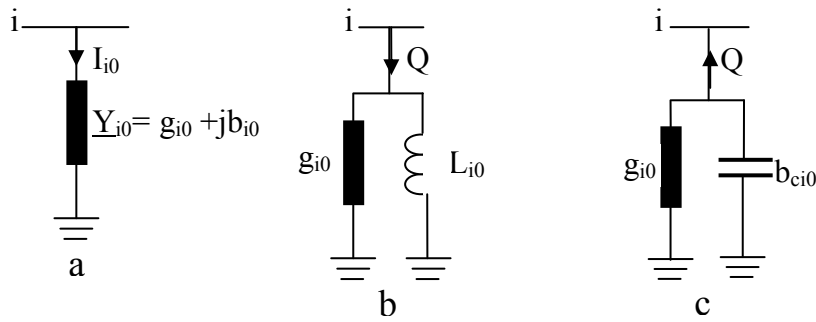


Fig. II.9. Modèle des éléments shunt : a) symbole, b) élément inductif, c) élément capacitif.

## II.7. Modélisation du redresseur

### II.7.1. Introduction

Les montages redresseurs, souvent appelés simplement redresseurs, sont les convertisseurs de l'électronique de puissance qui assurent directement la conversion alternatif-continu. Alimentés par une source de tension alternative monophasée ou polyphasée, ils permettent d'alimenter en courant continu le récepteur branché à leur sortie.

On utilise un redresseur chaque fois que l'on a besoin de continu alors que l'énergie électrique est disponible en alternatif. Comme c'est sous cette seconde forme que l'énergie électrique est presque toujours générée et distribuée, les redresseurs ont un très vaste domaine d'applications.

Les redresseurs à diode, ou redresseur non contrôlés, ne permettent pas de faire varier le rapport entre la ou les tensions alternatives d'entrée et la tension continue de sortie. De plus, ils sont irréversibles, c'est-à-dire que la puissance ne peut aller que du côté alternatif vers le côté continu.

Les redresseurs à thyristors, ou redresseurs contrôlés, permettent, pour une tension alternative d'entrée fixée, de faire varier la tension continue de sortie. Ils sont de plus réversibles ; lorsqu'ils assurent le transfert de puissance du côté continu vers le côté alternatif, on dit qu'ils fonctionnent en onduleurs non autonomes. [15]

### II.7.2. Schéma symbolique de redresseur

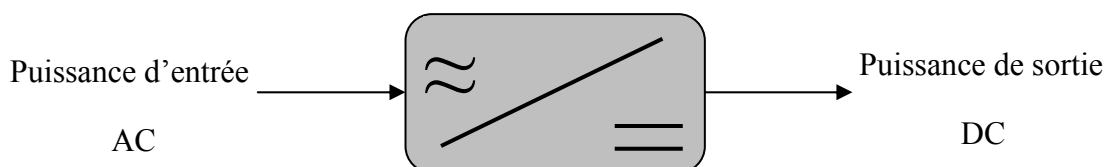


Fig. II.10. Schéma de principe de redresseur

### II.7.3. Fonctionnement du pont redresseur

Le schéma de conversion universellement adopté actuellement est celui du pont constitué de six thyristors alimentés par un système triphasé équilibré de tensions alternatives comme illustrer sur la figure (II.11) suivante :

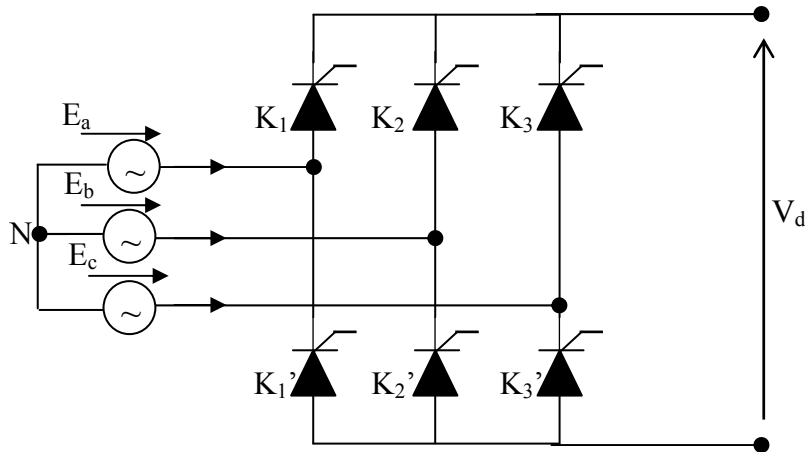


Fig. II.11. Redresseur de tension triphasée.

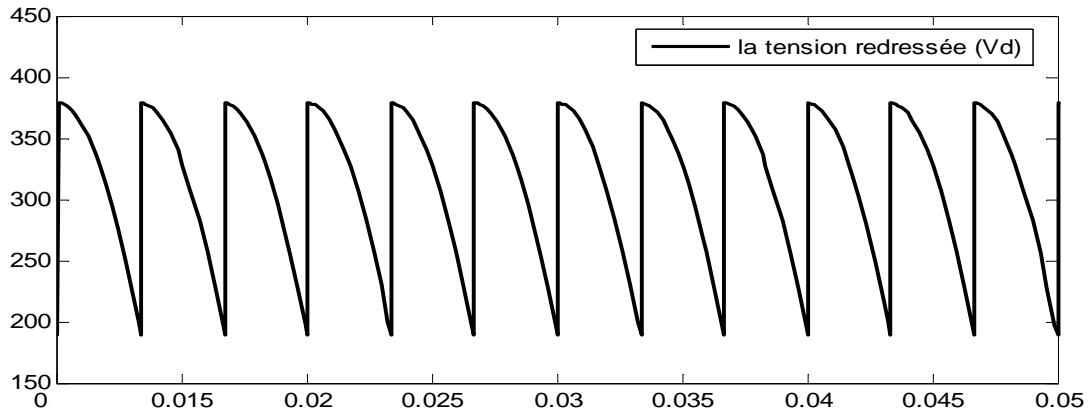
Les tensions instantanées simples débitées par le réseau sont de la forme suivante :

$$\begin{cases} E_a = E_m \sin(\omega t) \\ E_b = E_m \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ E_c = E_m \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{II.36})$$

Où  $E_m$  la tension maximale simple.

La commande des convertisseurs s'effectue par l'angle d'amorçage ( $\alpha$ ) des thyristors. Cet angle d'amorçage est défini par le temps qui s'écoule entre l'instant où la tension entre anode et cathode d'un thyristor devient être positive et l'instant où l'ordre d'amorçage est envoyé sur la gâchette.

La figure (II.12), montre la forme d'onde de la tension redressée pour un angle d'amorçage  $\alpha$ .

Fig. II.12. Tension redressée à la sortie du pont redresseur  $\alpha=\pi/3$ 

La valeur de la tension moyenne redressée à la sortie du pont redresseur peut être calculée par intégration de la valeur instantanée.

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U \cos(\alpha) \quad (\text{II.37})$$

Où :  $V_d$  : Tension continue redressée.

$U$  : Valeur efficace de la tension alternative.

$\alpha$  : Angle d'amorçage du redresseur.

## II.8. Modélisation de l'onduleur

### II.8.1. Définition

Un onduleur est un convertisseur statique assurant le convertisseur continu-alternatif, alimenté en continu, il modifie la façon périodique les connections entre l'entrée et la sortie et permet d'obtenir d'alternatif à la sortie.

Dans un onduleur non autonome (ou assisté) relie à un réseau alternatif, c'est celui qui impose la fréquence dans les onduleurs autonomes. [16]

### II.8.2. Schéma symbolique de l'onduleur

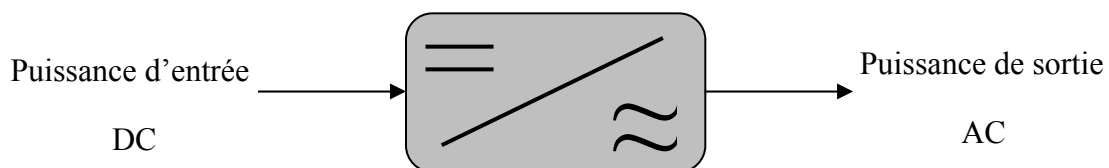


Fig. II.13. Schéma de principe de l'onduleur

### II.8.3. Propriété de l'onduleur

Un onduleur autonome dépend essentiellement de la nature du générateur et de récepteur entre les quels il est monté.

Cela conduit à distinguer :

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

### II.8.4. Structure de l'onduleur de tension

On peut réaliser un onduleur en groupant trois onduleurs monophasés de l'un ou l'autre, il suffit de décaler d'un tiers de période les commandes des trois phases. La figure (II.14). Représente un onduleur triphasés formé de trois demi ponts monophasés et utilisent un diviseur capacitif commun.

Chacune des tensions de sortie est égale tantôt à  $(+E/2)$ , tantôt à  $(-E/2)$ . Les interrupteurs fonctionnent comme en monophasé la seule différence est que le courant arrivant au point milieu du diviseur est  $I_N$  telle que  $I_N = I_A + I_B + I_C$ . [16]

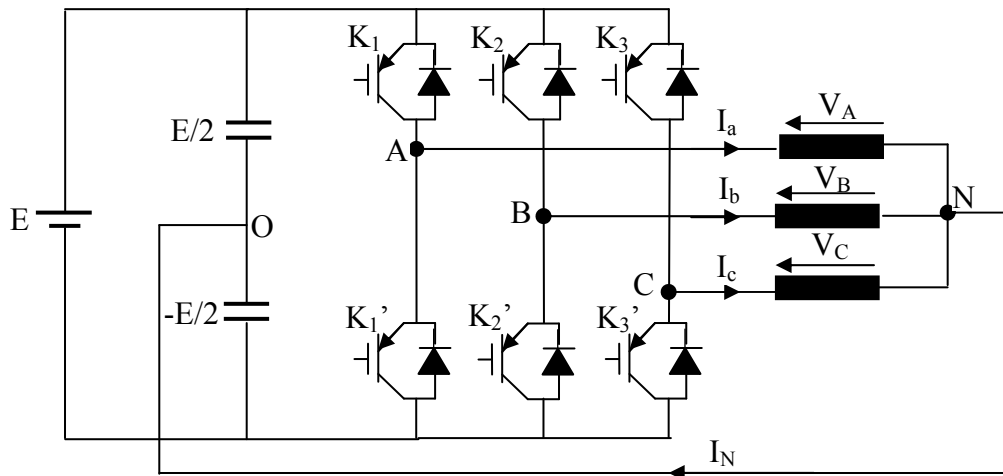


Fig. II.14. Onduleur de tension triphasé.

La présence de neutre relié à la source est indispensable si le récepteur est déséquilibré tout particulièrement s'il comporte des charges monophasés montées entre phase et neutre.

Si le récepteur triphasé, on peut supprimer la liaison entre le point neutre et le point neutre N et le point milieu O du diviseur capacitif, donc supprimer celui-ci on obtient alors l'onduleur de tension en pont triphasés proprement dit repris sur la figure (II.14).

### II.8.5. Commande de l'onduleur de tension

Les interrupteurs  $K_1, K_1', K_2, K_2', K_3, K_3'$ , doivent être complémentaire deux à deux, quelque soit la loi de commande à adopter, les interrupteurs imposent les tensions entre les bornes de sortie A, B, C et le point milieu fictif O de la source de tension.

- $K_1$  : fermé  $\Rightarrow V_A - V_O = +E/2$ ,  $K_1$  : ouvert  $\Rightarrow V_A - V_O = -E/2$ .
- $K_2$  : fermé  $\Rightarrow V_B - V_O = +E/2$ ,  $K_2$  : ouvert  $\Rightarrow V_B - V_O = -E/2$ .
- $K_3$  : fermé  $\Rightarrow V_C - V_O = +E/2$ ,  $K_3$  : ouvert  $\Rightarrow V_C - V_O = -E/2$ .

Les interrupteurs imposent donc les tensions composées à la sortie de l'onduleur ainsi pour la première de ces tensions.

- $V_A - V_B = (V_A - V_O) - (V_B - V_O) = E$  si  $K_1$  fermé et  $K_2$  ouvert.
- $V_A - V_B = (V_A - V_O) - (V_B - V_O) = 0$  si  $K_1$  et  $K_2$  fermés.
- $V_A - V_B = (V_A - V_O) - (V_B - V_O) = -E$  si  $K_1$  ouvert et  $K_2$  fermé.
- $V_A - V_B = (V_A - V_O) - (V_B - V_O) = 0$  si  $K_1$  et  $K_2$  ouverts.

Son point neutre étant isolé, si le récepteur est équilibré on peut passer des tensions composées aux tensions simples  $V_A, V_B, V_C$  à la sortie de l'onduleur.

Pour que, quelle que soit leurs formes d'ondes, les trois courants  $I_a, I_b, I_c$ , aient une somme nulle, il faut que leurs trois fondamentaux aient une somme nulle et qu'il en soit de même pour les divers harmoniques.

Si le récepteur est équilibré, si trois phases présentent la même impédance pour le fondamental ainsi que pour les divers harmonique, les produit impédances  $Z$  courant, c.-à-d. les tensions ont une somme nulle pour les fondamentaux ainsi que les systèmes harmoniques successifs, on ajoutant toute ces sommes on obtient la somme nulle des trois tensions.

A cause de l'équilibre du récepteur :

$$I_a + I_b + I_c = 0 \text{ entraîne } V_A + V_B + V_C = 0$$

On peut donc écrire :

$$\begin{aligned} \frac{1}{3} (V_A - V_B) - \frac{1}{3} (V_C - V_A) &= \frac{2}{3} V_A - \frac{1}{3} V_B - \frac{1}{3} V_C \\ &= V_A - \frac{1}{3} (V_A + V_B + V_C) = V_A. \end{aligned}$$

Et 
$$V_A = \frac{1}{3} (V_A - V_B) - \frac{1}{3} (V_C - V_A).$$

Et de même

$$V_B = \frac{1}{3} (V_B - V_C) - \frac{1}{3} (V_A - V_B).$$

On obtient finalement :

$$V_A = \frac{1}{3} [2(V_A - V_O) - (V_B - V_O) - (V_C - V_O)].$$

$$V_B = \frac{1}{3} [-(V_A - V_O) + 2(V_B - V_O) - (V_C - V_O)]. \quad (\text{II.38})$$

$$V_C = \frac{1}{3} [-(V_A - V_O) - (V_B - V_O) + 2(V_C - V_O)].$$

Si  $V_{AO}$ , et  $V_{BO}$  et  $V_{CO}$  sont les tensions d'entrée de l'onduleur (valeur continues), alors  $V_A$ ,  $V_B$  et  $V_C$  sont les tensions de sorties de cet onduleur (valeur alternatives), par conséquent, l'onduleur de tension peut être modélisé par une matrice  $[T]$  assurant le passage continu (DC)-alternative (AC).

On aura alors :

$$[V_{AC}] = [T][V_{DC}] \quad (\text{II.39})$$

Avec :  $[V_{AC}] = [V_A \ V_B \ V_C]^T$  Et  $[V_{DC}] = [V_{AO} \ V_{BO} \ V_{CO}]^T$

$[V_{AC}]$  : Les tensions alternatives équilibrées.

$[V_{DC}]$  : Les tensions continues.

$$[T] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (\text{II.40})$$

$[T]$  : matrice de passage (DC-AC).

## II.9. Modélisation des FACTS

Les dispositifs FACTS (Systems Flexible Alternating Current Transmission), contient plusieurs modèles, pour cela en faire la modélisation dans un chapitre indépendant de ce chapitre.

**II.10. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation des différents éléments constituant le réseau électrique, au départ nous avons exposé la modélisation de la machine synchrone, quelques description général, puis en mise la machine sous forme des équations. La transformation de Park permet de faciliter ces équations, afin de regrouper sous forme de schéma bloc dans le Matlab/Simulink pour visualiser (le couple, la vitesse, la tension, le courant.....), puis en passe à la modélisation des transformateurs, la ligne, la charge, les éléments shunt et les deux convertisseurs redresseur et onduleur.

### **III.1. Introduction**

L'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques a fait l'objet de plusieurs études et recherches. Pour cela, beaucoup de méthodes de stabilisation ont été proposées telles que : AVR, FACTS.

Les dispositifs FACTS permettent aux circuits de transmission d'être utilisés à leur capacité thermique maximale et aussi offrent aux systèmes de puissance une plus grande flexibilité. Les avantages apportés aux réseaux électriques sont :

- Grand fiabilité grâce à l'utilisation de contrôleurs d'électronique de puissance caractérisés par une grande rapidité de réaction.
- Une grande flexibilité dans le contrôle de la puissance de telle sorte qu'elle s'écoule le long de parcours de transmission prescrit.
- Amélioration de la stabilité transitoire. [17]

### **III.2. Dispositifs FACTS**

#### **III.2.1. Définition des dispositifs FACTS**

La définition du terme FACTS est la suivant : Système Flexible de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques, Ces équipements contrôlent dynamiquement ensemble ou séparément les différents paramètres du réseau. Avec leur aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité des réseaux dans sont ensemble en contrôlant les transits de puissances. Il est donc important de souligner que les dispositifs FACTS ne peuvent pas augmenter la capacité thermique des lignes de transport.

Finalement, il faut noter que les FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant. [19]

#### **III.2.2. Rôles des dispositifs FACTS**

Les dispositifs FACTS possèdent une très grand fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limiter à cause de remplacer des interrupteurs électromécaniques par des interrupteurs électronique qui possède une vitesse de commande très élevés.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régimes stationnaires qu'en régimes transitoires. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régimes permanents, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée.
- Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voire supprimer les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter des flux de bouclage dans le réseau. Ils ajustent les déphasages.
- Généralement installé par l'industriel à l'origine de la fluctuation de charge. [9]

### **III.2.3. Classification des dispositifs FACTS**

La classification des dispositifs FACTS est basée sur le mode de couplage peut être réalisé, selon ce critère, trois familles des dispositifs FACTS peuvent être, mises en évidence.

#### **III.2.3.1. Dispositifs FACTS shunt**

Il existe plusieurs types des dispositifs FACTS shunt en cite :

- Compensateur statique de puissance réactive (SVC): Plusieurs conceptions différentes ont été proposées. Toutefois, la plupart des SVCs sont construits à partir des mêmes éléments de base permettant de fournir ou d'absorber de la puissance réactive:
  - a) Inductance commandée par thyristors (TCR).
  - b) Condensateur commandée mécaniquement (MSC).
- Compensateur Statique Synchrone (STATCOM).
- Générateur synchrone statique (SSG).
- Le système de stockage par batterie (BESS).
- Le système de stockage d'énergie par aimant supraconducteur (SMES).
- Résistance de freinage contrôlée par thyristors (TCBR).

#### **III.2.3.2. Dispositifs FACTS série**

- Compensateur série commandé par thyristors (TCSC).
- Condensateur série commuté par thyristors (TSSC).

- Condensateur série commandé par thyristors GTO (GTSC).
- Compensateur statique série synchrone (SSSC).

### III.2.3.3. Dispositifs FACTS combiné série-parallèle

- Contrôleur de transit de puissance unifié (UPFC).
- Contrôleur de transit de puissance entre lignes (IPFC).

### III.2.3.4. Régulateurs statiques de tension et de phase

Il existe plusieurs types de régulateurs qui se différencient par l'architecture du convertisseur et le couplage du transformateur auxiliaire en parallèle. Parmi ces dispositifs, les deux familles suivantes peuvent être distinguées :

- Les régulateurs de tension (TCVR), dont la tension insérée est en phase avec la tension au nœud et qui sont utilisés pour le contrôle de la puissance réactive.
- Les dispositifs déphaseurs dans lesquels la tension injectée modifie l'angle de transport et qui agissent principalement sur les transits de puissance active. Les deux principaux types de déphaseur sont :
  - Le régulateur de phase contrôlé par thyristor (TCPAR).
  - Le transformateur déphaseur contrôlé par thyristors (TCPST).

### III.2.4. Calcul de répartition des puissances

Le calcul de répartition des puissances (load flow) consiste à déterminer l'ensemble des transits de puissances et des tensions dans le réseau pour un cas de charge donné. Quatre grandeurs sont associées à chaque nœud du système :

- Les puissances active et réactive.
- Le module et la phase de la tension.

Seules deux de ces quatre variables sont connues en un nœud, les deux autres étant déterminées lors du calcul. Trois combinaisons, définissant trois types de nœuds, sont généralement utilisées :

- Les nœuds PQ pour lesquels les injections de puissances active et réactive sont fixés.
- Les nœuds PV ou les grandeurs connues sont la puissance active et le module de la tension.

- Le nœud bilan, pour lequel la tension complexe est donnée en module et en phase, qui sert de référence au système.

La formulation mathématique d'un problème de l'écoulement de puissance (load flow) conduit à un système algébrique d'équations non linéaires. Lorsque c'est la méthode des tensions nodales qui est utilisée, ces équations sont tirées de la relation matricielle :

$$\underline{I}_n = Y_{bus} \underline{U}_n \quad (III.1)$$

Où  $\underline{I}_n$  : Le vecteur des injections de courant.

$\underline{U}_n$  : Le vecteur des tensions nodales.

$Y_{bus}$  : La matrice des admittances nodales dans le système direct.

En écrivant les tensions sous la forme :

$$\underline{U}_i = U_i e^{j\delta_i} \quad \text{et} \quad \underline{U}_k = U_k e^{j\delta_k} \quad (III.2)$$

Et en exprimant l'élément  $ik$  de la matrice  $Y_{bus}$  par :

$$Y_{ik} = G_{ik} + j B_{ik} \quad (III.3)$$

Les puissances actives et réactives injectées aux nœuds s'écrivent :

$$P_i = U_i \sum_{k=1}^n U_k \left[ G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) \right] \quad (III.4)$$

$$Q_i = -U_i \sum_{k=1}^n U_k \left[ G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) \right] \quad (III.5)$$

### III.2.5. Modélisation des dispositifs FACTS

Pour pouvoir observer l'impact des dispositifs FACTS dans réseau électrique, il est nécessaire de les représenter par des modèles. Ceux-ci sont ensuite intégrés dans des programmes de calcul permettant de simuler leurs effets dans l'ensemble du système.

Plusieurs modèles de FACTS ont été développées, tant pour des régimes de fonctionnement stationnaire que dynamique. Certains modèles sont spécifiques à un type de dispositif alors que d'autres, plus généraux, sont utilisés pour représenter plusieurs FACTS.

La modélisation des dispositifs FACTS est effectuée sur la base des éléments utilisés dans les calculs de l'écoulement de puissance. Ce sont plus particulièrement les générateurs, les charges, les éléments shunt ainsi que les lignes et les transformateurs. Les dispositifs FACTS sont considérés comme des éléments idéaux et les pertes actives ne sont pas pris en compte.

[20]

### III.2.5.1. Compensateur statique de puissance réactive

Le compensateur statique de puissance réactive est utilisé pour augmenter ou diminuer la tension d'une ligne de transport, il est modélisé par une admittance shunt  $y_{svc}$  variable figure (III.1), qui génère ou absorbe de la puissance réactive. Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire.

$$y_{svc} = j b_{svc} \quad (III.8)$$

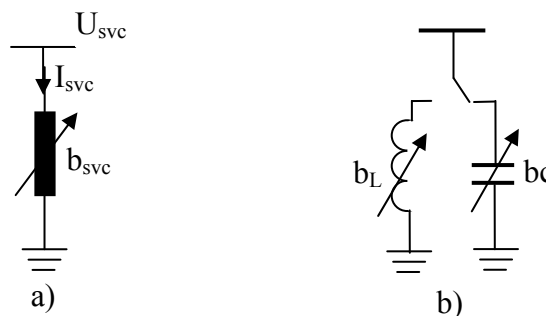


Fig.III.1. Modélisation du SVC a) symbole. b) modèle.

Le dimensionnement d'un SVC est exprimé sous forme de puissance réactive  $B_{svc}$  absorbée à la tension nominale  $U_n$ . La correspondance avec la susceptance est donnée par la relation suivant :

$$B_{svc} = -U_n^2 b_{svc} \quad (III.9)$$

La puissance réactive réellement absorbée par le SCV est donnée par :

$$Q_{svc} = -\frac{U^2}{U_n} B_{svc} \quad (III.10)$$

$Q_{svc}$  : La puissance réactive absorbée par le compensateur.

Le signe ‘moins’ indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif. Le courant qui circule dans l'inductance est réglé de façon continue par les thyristors.

En pratique l'effet inductif du SVC est petit par rapport à son effet capacitif. La figure (III.2), représente la caractéristique **tension/courant** du SVC. Si on débranche le condensateur du compensateur statique le courant dans les inductances est alors à sa valeur maximale. La droite L montre la relation entre la tension U et le courant I. Lorsque l'inductance est

débranchée et que le condensateur est en service, La relation entre le courant et la tension est une nouvelle droite désignée C (Figure III.2). Les droites L et C forment une courbe en V qui correspond aux limites inductives et capacitives du compensateur statique. [19]

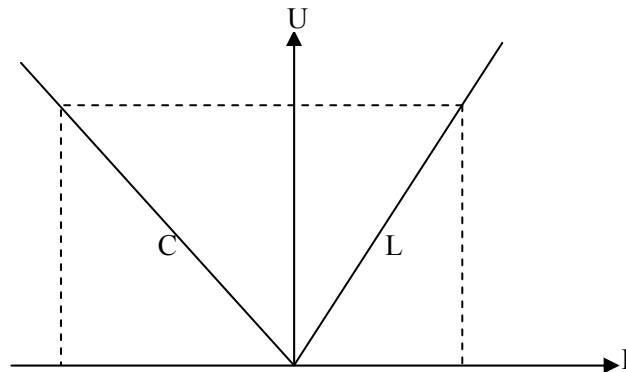


Fig.III.2. Caractéristique «courbe en V » du compensateur statique.

### Applications

Les principales applications du compensateur statique de puissance réactive sont :

- Soutien de la tension en régime permanent.
- Compensation rapide de la puissance réactive.
- Stabilisation statique et transitoire de la tension.
- Equilibrage dynamique des charges.
- Amélioration de la stabilité synchrone.

#### III.2.5.2. Condensateur série commandé par thyristors

Pour augmenter la puissance transitée par une ligne triphasée, on doit ajouter un condensateur de capacité fixe en série dans chaque phase de la ligne. Ce qui a pour effet de réduire la réactance de ligne. Le condensateur série commandée par thyristors permet de faire varier le transit de puissance  $P$  en agissant sur la nouvelle valeur de la réactance de la ligne qu'on notera  $X_{\text{eff}}$ . [21]

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta_{12} \quad (\text{III.11})$$

$P$  : Puissance active totale transmise par la ligne.

$V_1$  Et  $V_2$  : Tension des deux régions 1 et 2 respectivement.

$X$  : Réactance de la ligne.

$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$  : Déphasage relatif entre la tension  $V_1$  et  $V_2$  .

$$X_{\text{eff}} = (1-k)X \quad (\text{III.12})$$

Ou  $k$  est le degré de compensation exprimé par :

$$k = \frac{X_c}{X} \quad (\text{III.13})$$

La figure (III.3), donne le schéma bloc de ce type de FACTS introduit dans une ligne A-B de réactance  $X$ .

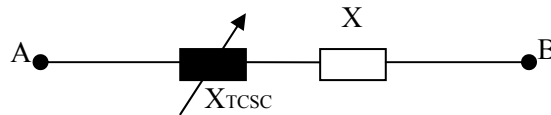


Fig.III.3. Schéma d'une ligne équipée d'un TCSC.

Le schéma du condensateur série commandé par thyristors de la figure (III.3), noté  $X_{\text{TCSC}}$  est représenté par le schéma de la figure (III.4).

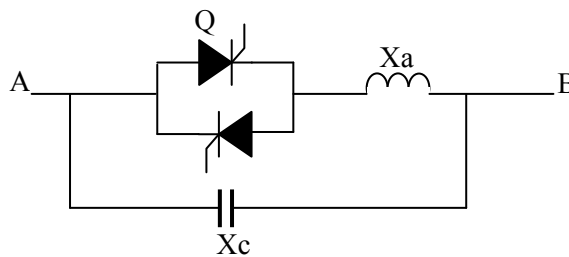


Fig.III.4. Schéma d'un TCSC.

Le condensateur  $X_c$  est connecté en parallèle avec une réactance inductive  $X_a$  au moyen d'une valve  $Q$  qui est composée de deux thyristors en tête-bêche.

### III.2.5.2.1. Principe de fonctionnement

Pour illustrer le principe de fonctionnement d'un condensateur série commandé par thyristors, nous utilisons ce type de dispositif avec deux valves  $Q1$  et  $Q2$ . La figure (III.5), montre le condensateur série introduit dans la ligne A-B.

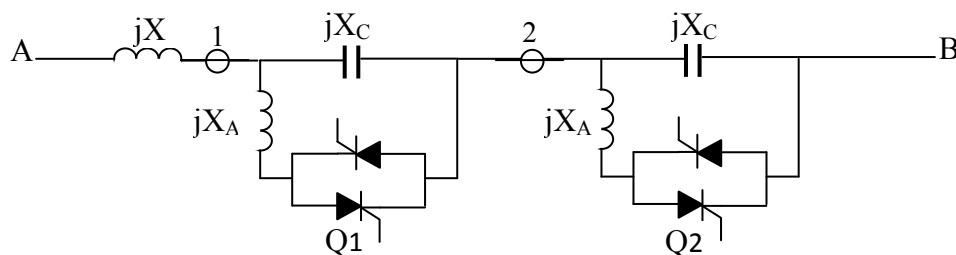


Fig.III.5. Schéma d'une phase de ligne triphasée avec compensation série TCSC.

L'introduction du condensateur série commandé par thyristors dans la ligne A-B tel que montré par la figure (III.5), modifie le transit de puissance  $P$  dans la ligne. Cette puissance s'écrit sous la forme de l'expression ci-dessous :

$$P = \frac{V_A V_B}{X_{\text{eff}}} \sin \delta_{AB} \quad (\text{III.14})$$

$P$  : Puissance active totale transmise par la ligne.

$V_A$  : Potentiel au point A.

$V_B$  : Potentiel au point B.

$X_{\text{eff}}$  : Réactance de la ligne.

$\delta_{AB} = \delta_A - \delta_B$  : Déphasage relatif entre la tension  $V_A$  et  $V_B$ .

La ligne de réactance  $X$  relie deux réseaux représentés par les nœuds A et B. deux condensateurs, possédant une réactance  $X_C$ , sont connectés en série avec la ligne. Chaque condensateur peut être aussi connecté en parallèle avec une réactance inductive  $X_A$  au moyen d'une valve Q, celle-ci est composée de deux thyristors en tête-bêche. La valeur de  $X$  est conçue pour être sensiblement inférieure à la réactance capacitive  $X_C$ .

- 1) Lorsque les valves Q1 et Q2 sont bloquées, seuls les condensateurs sont en série avec la ligne de sorte que sa réactance effective soit :

$$X_{\text{eff}} = X - 2X_C \quad (\text{III.15})$$

- 2) Si Q1 est amorcée de sorte qu'elle conduise en tout temps et Q2 reste bloquée,  $X_A$  sera en parallèle avec  $X_C$ . L'impédance entre les points 1 et 2 devient inductive, elle a comme valeur :

$$X_p = j \frac{X_C X_A}{X_C - X_A} \quad (\text{III.16})$$

La réactance effective de la ligne est donnée par l'expression ci-dessous :

$$X_{\text{eff}} = X - \frac{X_C X_A}{X_C - X_A} + X_C \quad (\text{III.17})$$

- 3) Si Q2 est amorcée de sorte qu'elle conduise en tout temps et Q1 reste bloquée,  $X_A$  sera en parallèle avec  $X_C$ . l'impédance entre les points 2 et B devient inductive et on aura la même valeur  $X_{\text{eff}}$  donnée par l'expression (III.15).

- 4) Si les valves Q1 et Q2 sont amorcés en même temps, la réactance effective est donnée par l'expression ci-dessous :

$$X_p = X + 2 \frac{X_C X_A}{X_C - X_A} \quad (\text{III.18})$$

Le condensateur série commandé par thyristors peut donc produire trois valeurs distinctes de  $X_{\text{eff}}$ . Par conséquent, pour un angle de déphasage  $\delta$  donné, la puissance active  $P$  peut aussi avoir trois valeurs distinctes. Le changement d'une puissance à l'autre se fait presque instantanément car l'amorçage des valves s'effectue en moins d'un demi-cycle. Ce changement ultra-rapide de la puissance constitue un avantage lorsqu'on doit maintenir la stabilité de l'un ou l'autre des deux réseaux connectés aux deux extrémités de la ligne.

### Applications

Les principales applications du condensateur série commandée par thyristors sont :

- L'augmentation du transit de puissance sur les lignes.
- La compensation du déséquilibre des courants de charge.
- L'amélioration de la stabilité dynamique.
- L'amortissement des oscillations de puissance.
- L'interconnexion des réseaux.
- La stabilisation de la tension.

#### III.2.5.3. Contrôleur de puissance universel

Le contrôleur de puissance universel UPFC (Unified Power Flow contrôler), appelé aussi variateur de charge universel est représenté par la figure (III.6), il est constitué de deux onduleurs triphasés de tension : l'onduleur (1) qui est connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur  $T_1$  fonctionne comme un redresseur quatre quadrants afin de maintenir la tension fixe sur les condensateurs, l'onduleur (2) est connecté en série avec le réseau et permet d'injecter une tension série avec la ligne à travers le transformateur  $T_2$ . [22]

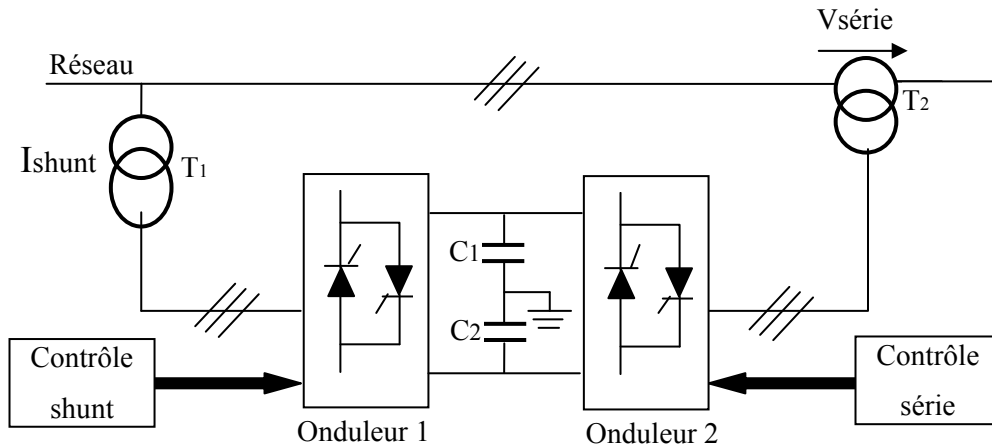


Fig.III.6. Schéma de principe d'un contrôleur de puissance universel.

### III.2.5.3.1. Principe de fonctionnement

Le contrôleur de puissance universel permet de commander la puissance active et réactive transportées sur une ligne. Pour expliquer son fonctionnement, considérons la figure (III.7), où on a deux régions A et B qui sont tellement puissantes que leurs angles respectifs ne s'influencent pas, c'est-à-dire qu'en régime normal, ce qui se passe dans la région A n'affecte pas la région B, et vice versa.

Considérons que les tensions  $V_A$  et  $V_B$  soient égales en module et en phase. Dans ces conditions, si les régions sont réunies par une ligne ayant une impédance  $X$ , le courant de ligne sera nul car la différence de potentiel entre les deux extrémités est nulle. Il n'y aura donc pas d'échange de puissance active ou réactive entre les deux régions.

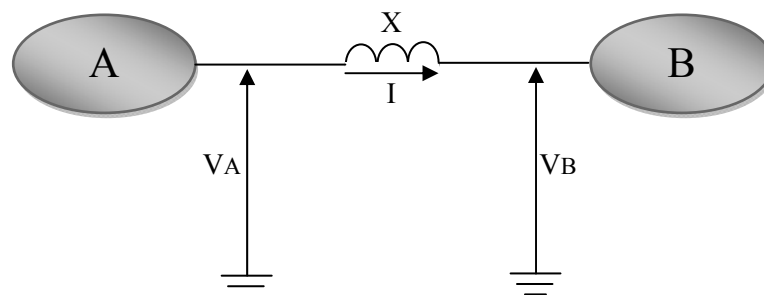


Fig.III.7. Ligne reliant deux région A et B.

Cela veut dire que si la région A est soumise à une perturbation, la région B ne peut pas lui venir en aide. Durant ces moments critiques, une réponse immédiate s'impose. Les puissances actives et réactives appropriées doivent être transitées sur la ligne rapidement. Afin

d'atteindre ces objectifs, on dispose d'une source de tension  $V_C$  branchée en série avec la ligne et dont le module et l'angle sont variables.

Une façon de faire est d'intercaler un convertisseur CC/AC du côté de la région A, comme le montre sur la figure (III.8.a), la tension résultante  $V_T$  en amont de la réactance  $X$  est alors égale à la somme vectorielle de  $V_A$  et  $V_C$  au lieu de la valeur originale  $V_A$ . Si l'angle entre  $V_T$  et  $V_B$  est alors  $\delta$  degrés, il s'ensuit qu'une puissance active sera transportée sur la ligne. Cette puissance est donnée par :

$$P = \frac{V_A V_B}{X} \sin \delta_{AB} \quad (\text{III.19})$$

Le diagramme vectoriel de la figure (III.8.b), montre les conditions lorsque  $V_C$  est en avance sur  $V_A$  et  $V_B$  d'un angle  $\phi$ . Il s'ensuit que  $V_T$  sera en avance sur  $V_B$  d'un angle  $\delta$ .

Si l'on fait varier l'angle  $\phi$  du convertisseur tout en gardant  $V_C$  constante, l'extrémité de  $V_C$  décrira un cercle. L'extrémité du vecteur  $V_T$  suivra ce cercle en pointillé. Par conséquent, l'angle  $\delta$  changera progressivement d'une valeur maximale positive à une valeur maximale négative en passant par une valeur nulle. Ainsi, selon l'équation (III.19), la puissance active transmise par la ligne peut être positive ou négative, ce qui revient à dire qu'elle peut circuler dans les deux sens. De plus on peut faire varier la puissance en faisant varier l'amplitude de  $V_C$ .

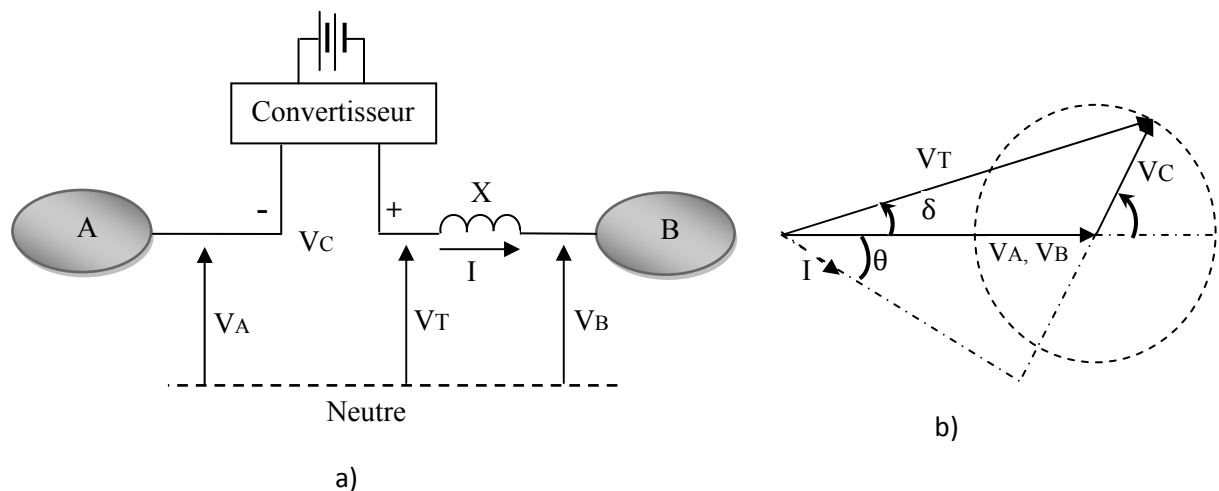


Fig.III.8. Schéma de principe de contrôleur de puissance universel.

Comme le convertisseur fournit de la puissance active au système, il doit en absorber autant de l'accumulateur. A moins d'être surdimensionné, celui-ci se déchargera rapidement. Donc au lieu d'utiliser un accumulateur figure (III.8.a), on le remplace par un redresseur qui tire son énergie de la région A. cette solution demande l'installation de deux convertisseurs

connectés par une liaison à CC. La figure (III.9), montre la configuration du système qui résout ce problème.

Le convertisseur 1 redresse la puissance à courant alternatif provenant du transformateur T1 et l'envoie au circuit de liaison à courant continu. Le convertisseur 2 transforme cette puissance en puissance à courant alternatif et l'injecte dans la ligne de transport sous la tension  $V_C$ .

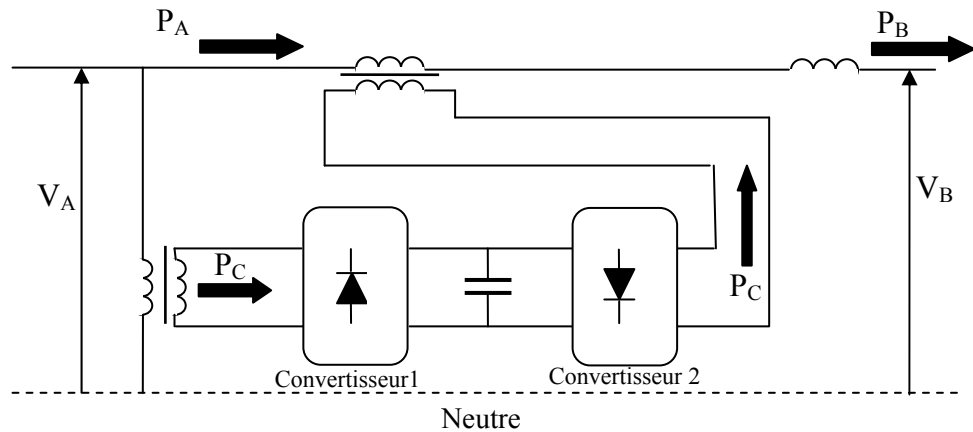


Fig.III.9. Schéma d'un contrôleur de puissance universel (UPFC).

La configuration décrite par la figure (III.9), montre la relation entre les puissances  $P_A$ ,  $P_B$  et  $P_C$ . Telle que :

$$P_B = P_A + P_C \quad (\text{III.20})$$

L'UPFC peut imposer la valeur et la direction de la puissance active transportée sur la ligne lorsque la puissance  $P_C$  du convertisseur 2 change de sens, la puissance du convertisseur 1 change aussi de sens. Selon le besoin, et à l'intérieur de leurs limites de fonctionnement, les convertisseurs 1 et 2 peuvent donc imposer la circulation de n'importe quelle puissance, active ou réactive, entre les deux régions. Pour cela, il suffit de contrôler l'amplitude et l'angle de la tension  $V_C$ .

En plus de cela le convertisseur 1 peut simultanément absorber ou débiter de la puissance réactive selon les besoins de la région A.

On constate que l'UPFC de la figure (III.9), est contrôleur de puissance extrêmement flexible. Etant donné qu'il peut commander le flux de puissance sur la ligne et lors d'un changement sur les réseaux, L'UPFC peut réagir en quelques millisecondes.

A cause de sa réponse ultra rapide, qui dépend uniquement de la vitesse de commutation des GTO, ce contrôleur peut réagir efficacement à n'importe quelle contingence.

### Applications

Les principales applications du contrôleur de puissance universel sont :

- La commande de transits de puissance sur les lignes.
- L'amélioration de la stabilité des réseaux électriques.
- L'exploitation à pleine capacité des équipements et des lignes.
- L'interconnexion des réseaux.

#### III.2.5.4. Compensateur statique synchrone

Le compensateur statique synchrone STATCOM (Static Synchronous Compensator), autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé, est également désigné les acronymes SSC et STATCON (static condenser). Le STATCOM est basé sur la structure d'un convertisseur de tension triphasé figure (III.10). Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue en tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance.

Le convertisseur ne fournit ou n'absorbe que la puissance réactive. Ceci est réalisé en contrôlant les tensions de sortie de manière à ce que ces dernières soient en phase avec les tensions du réseau. De ce fait, la puissance active fournie par la source de tension continue (le convertisseur chargé) doit être nulle. De plus, la puissance réactive étant par définition nulle en régime continu (fréquence égale à zéro), le condensateur ne joue pas de rôle dans la génération de puissance réactive. En d'autres mots, le convertisseur fait tout simplement l'interconnexion entre les trois phases, de manière à ce que les courants de sortie réactifs puissent circuler librement entre ces dernières. En pratique, les semi-conducteurs utilisés dans les convertisseurs ne sont pas sans pertes. De ce fait, de l'énergie stockée dans le condensateur sera consommée par les pertes internes des thyristors. La puissance nécessaire pour couvrir ces pertes peut être fournie par le réseau en faisant en sorte que les tensions à la sortie du convertisseur soient légèrement déphasées par rapport aux tensions du réseau. Dans ce cas, le convertisseur absorbe une faible quantité de puissance active. [23]

L'échange de puissance réactive avec le réseau se fait en faisant varier l'amplitude des tensions de sortie. Selon l'amplitude de ces tensions, les trois régimes de fonctionnement suivants sont possibles pour le STATCOM :

- 1)  $U_0 < U$  : le courant circule du convertisseur vers le réseau : le STATCOM produit alors de la puissance réactive (comportement capacitif).
- 2)  $U_0 > U$  : le courant circule du réseau vers le convertisseur ; le STATCOM consomme de la puissance réactive et a alors un comportement inductif.
- 3)  $U_0 = U$  : aucun courant ne circule entre et il n'y a pas d'échange d'énergie réactive.

La variation de l'amplitude des tensions de sortie est obtenue en faisant varier la tension continue aux bornes du condensateur. Le STATCOM peut fournir un courant capacitif ou inductif indépendamment de la tension du réseau. Il peut donc fournir le courant capacitif maximal.

Même pour de faibles valeurs de tensions. De plus, le STATCOM peut augmenter temporairement les valeurs nominales du courant (capacitif ou inductif).

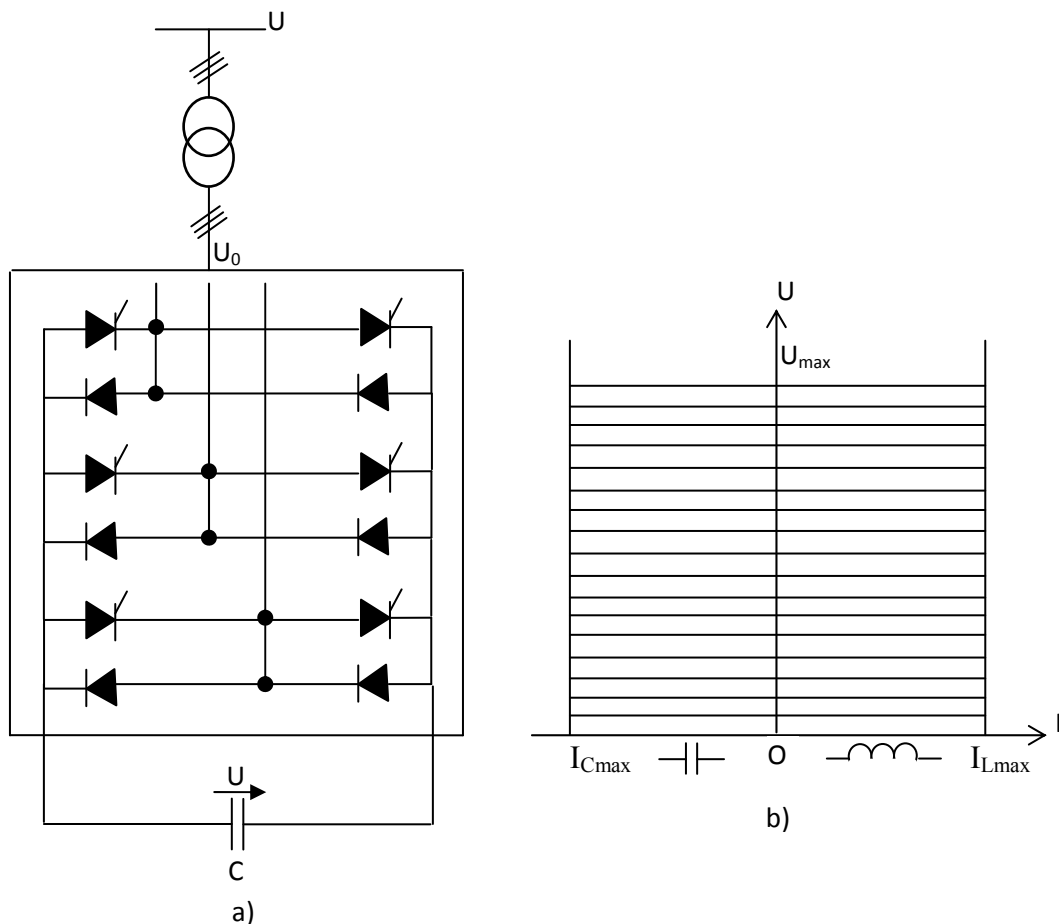


Fig.III.13. Compensateur statique synchrone : a) schéma, b) zone de fonctionnement.

### Les avantages du compensateur statique synchrone

- L'espace nécessaire pour l'installation est réduit en raison de l'absence de bobines d'inductance et de condensateurs.
- Le recours à des filtres d'harmonique n'est pas nécessaire.

- Les performances en régime dynamique sont meilleures.

### **III.3. Stabilité du système électrique**

#### **III.3.1. Définition de la stabilité**

La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver son point de fonctionnement (ou point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées.

#### **III.3.2. Types de stabilité**

Il existe trois types de stabilité : statique, dynamique, transitoire.

##### **III.3.2.1. Stabilité statique**

On dit qu'un réseau est stable en régime statique s'il revient au point de fonctionnement initial après avoir été soumis à une petite perturbation, les dispositifs de régulation n'interviennent pas pour rétablir la stabilité.

##### **III.3.2.2. Stabilité dynamique**

C'est la capacité du système à maintenir ou revenir à son état stable lors d'une perturbation importante de longue durée.

##### **III.3.2.3. Stabilité transitoire**

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initial. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer :

- Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.
- La perte des groupes de production,....etc.

Les conséquences de ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau. La stabilité transitoire dépend :

- du type de perturbation.
- de la durée de perturbation.
- du lieu de perturbation.

- de la performance des systèmes de protection (relais,....).
- du point de fonctionnement avant défaut (niveau de puissance active, topologie du réseau et degré d'excitation des machines).
- des caractéristiques dynamiques (des générateurs, des charges et des régulateurs mis en place dans les stations ainsi que des stabilisateurs). [18]

#### **III.4. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons exposé différents types de FACTS (SVC, TCSC, UPFC, STATCOM), chacun d'eux possède ses propres caractéristiques et peut être utilisé pour répondre à des besoins bien précis. D'une manière générale les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou en réduisant la tension aux nœuds, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases de tension.

## IV.1. Simulation des dispositifs FACTS

### IV.1.1. Introduction

Afin d'analyser la stabilité transitoire et étudier l'effet des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques nous avons choisi un réseau représenté par un schéma unifilaire correspondant à une phase figure (IV.1), ce réseau comporte trois alternateurs connectés aux jeux de barres 1, 2 et 3 à travers des transformateurs de puissance représentés par leurs réactances équivalentes 1-4, 2-7 et 3-9. Les charges A, B et C du réseau sont connectées respectivement aux nœuds 4, 5 et 6, les paramètres des éléments du réseau dans les tableaux (IV.1), (IV.2) et (IV.3).

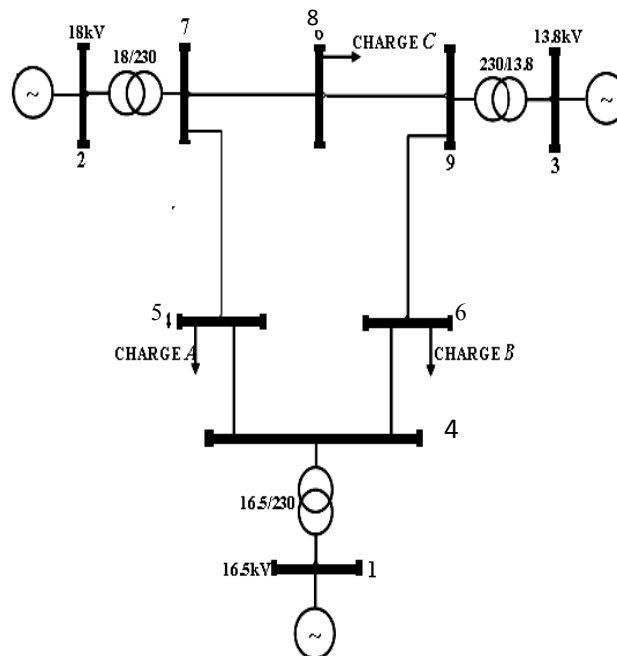


Fig. IV.1. Schéma du réseau de test

Machine	G1	G2	G3
Sn (MVA)	247.5	192.0	128.0
U (kV)	16.5	18	13.8
Facteur de puissance	1.0	0.85	0.85
W (tr/min)	160	3600	3600
$X_d$	0.25	1.50	1.3125
$X'_d$	0.0608	0.1198	0.1813
$X_q$	0.0969	0.8645	1.2578
$X'_q$	0.0969	0.1969	0.2500
$T'_{do}$	8.96	6.00	5.89
$T'_{qo}$	0.00	0.535	0.600

Tableau. IV.1. Paramètres des générateurs

éléments	Nœuds N°	impédance		admittance		succeptance
		<b>R</b>	<b>X</b>	<b>G</b>	<b>B</b>	<b>b/2</b>
Générateur						
N°1	1-4	0.0000	0.0576	0.0000	-8.4459	0.0000
N°2	2-7	0.0000	0.0625	0.0000	-5.4855	0.0000
N°3	3-9	0.0000	0.0586	0.0000	-4.1684	0.0000
lignes	4-5	0.0100	0.0850	1.3652	-11.6041	0.0880
	4-6	0.0170	0.0920	1.9422	-10.5107	0.0790
	5-7	0.0320	0.1610	1.1876	-5.9751	0.1530
	6-9	0.0390	0.0390	1.2820	-5.5882	0.1790
	7-8	0.0085	0.0720	1.6171	-13.6980	0.0745
	8-9	0.0119	0.1008	1.1551	-9.7843	0.1045
Charge A	5-5			1.2610	-0.5044	
Charge B	6-6			0.8777	-0.2923	
Charge C	8-8			0.9690	-0.3391	

Tableau. IV.2. Paramètres des lignes.

	Transformateur N°1	Transformateur N°2	Transformateur N°3
Tension nominal (Kv)	16.5	18	13.8
Puissance apparente (MVA)	100	100	100
Fréquence (Hz)	60	60	60
Rapport de transformation	16.5/230	18/230	13.8/230

Tableau. IV.3. Paramètres des transformateurs.

#### IV.1.2. Outil de simulation

Dans notre étude nous avons utilisé un outil de simulation appelé PSAT.

#### Qu'est ce que PSAT ?

PSAT: acronyme de « Power System Analysis Toolbox », ver.1.3.4.

PSAT: est une boîte à outils intégré dans le **Matlab**, pour l'analyse du système électro-énergétique et ses contrôles.

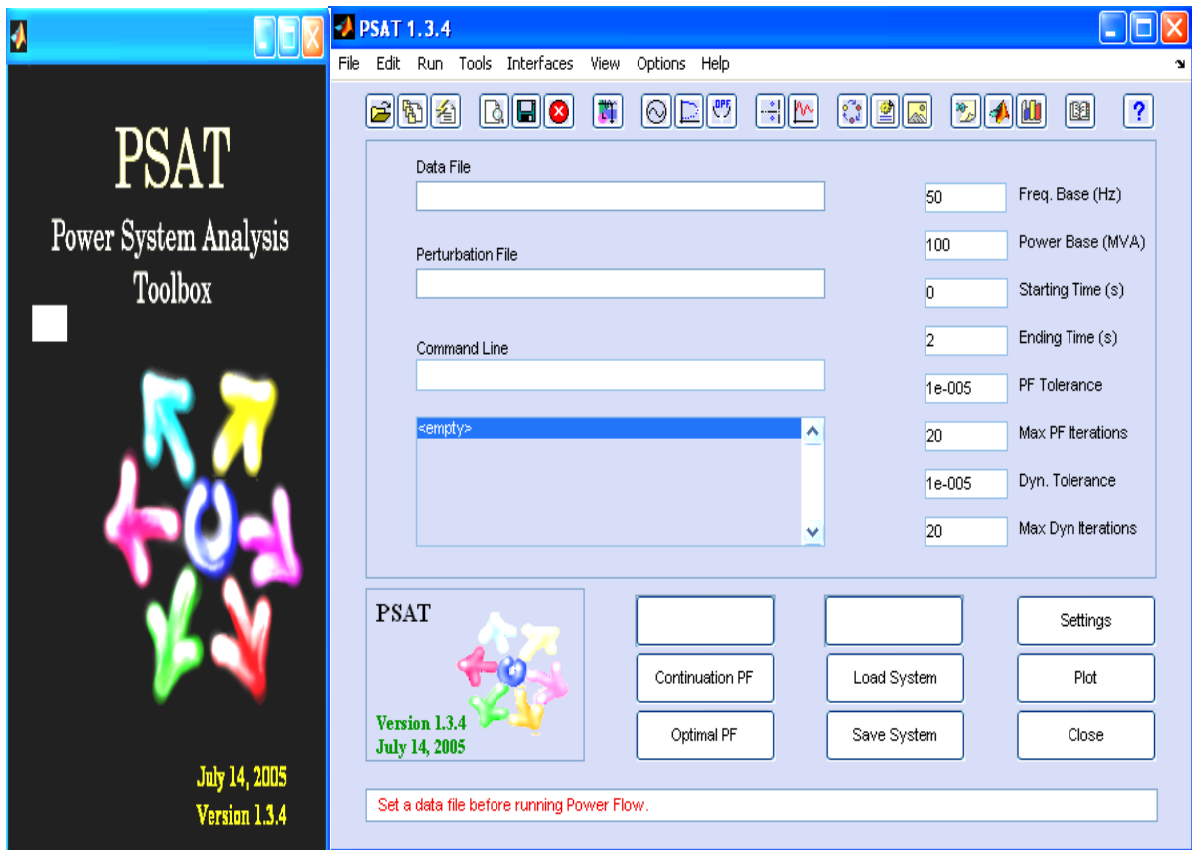


Fig. IV.2. Interface de PSAT.

### IV.1.3. Temps critique d'élimination du défaut CCT

Le temps critique c'est le temps limite pour lequel le système est stable, il est déterminé par essais et erreurs. Pour cela, plusieurs valeurs de la durée du défaut  $t_d$  sont préalablement choisies et testées consécutivement jusqu'à ce que le système devienne instable.

#### Quand le système est stable?

La stabilité transitoire du système est appréciée par l'évaluation des angles rotoriques relatifs au générateur de référence, durant et après le défaut et vérifie si le système évolue vers des conditions de fonctionnement stable ou non. Si les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, le système est considéré stable dans le cas contraire le système est instable.

#### IV.1.4. Étude de la stabilité du réseau sans dispositifs FACTS

Le réseau test étudié est montré dans la figure (IV.3), pour cela nous appliquons un défaut symétrique (court-circuit triphasé à la terre) chaque fois sur l'un des jeux de barres du réseau, le temps critique d'élimination de défaut est déterminé par plusieurs simulations numériques en incrémentant chaque fois la durée d'application du défaut par un pas plus petit jusqu'à ce que les allures des angles rotoriques relatifs deviennent non oscillatoires amorties, les résultat de simulations sont montrée dans le tableau :

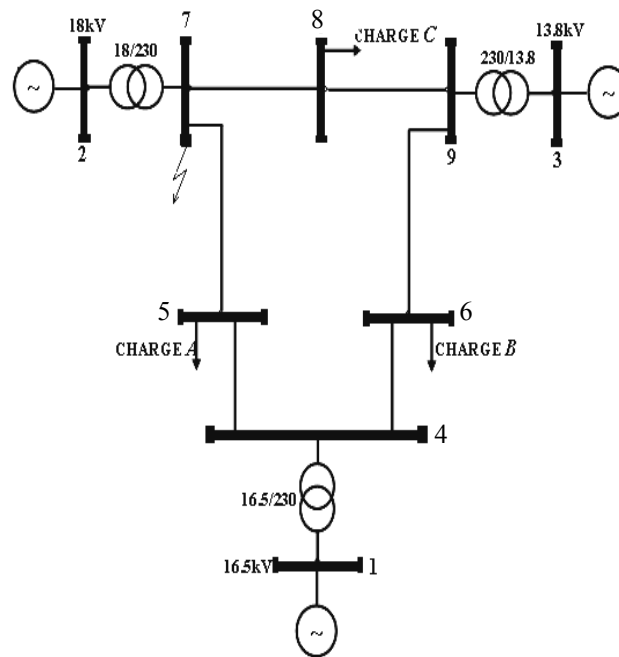


Fig. IV.3. Calcul de CCT sans compensation

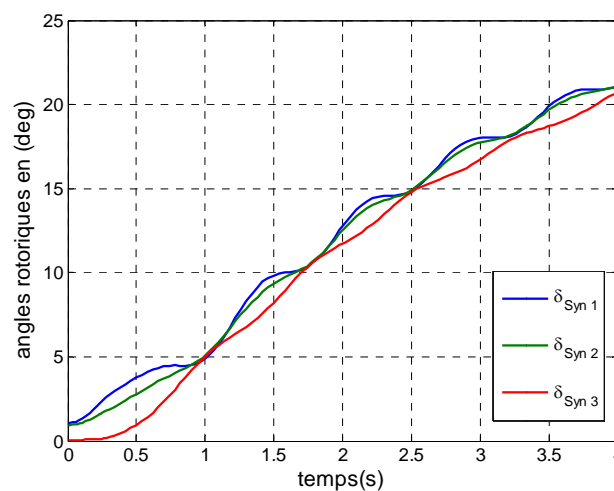


Figure. IV.4. Variation des angles rotoriques pour  $t_d=0.179$  s.

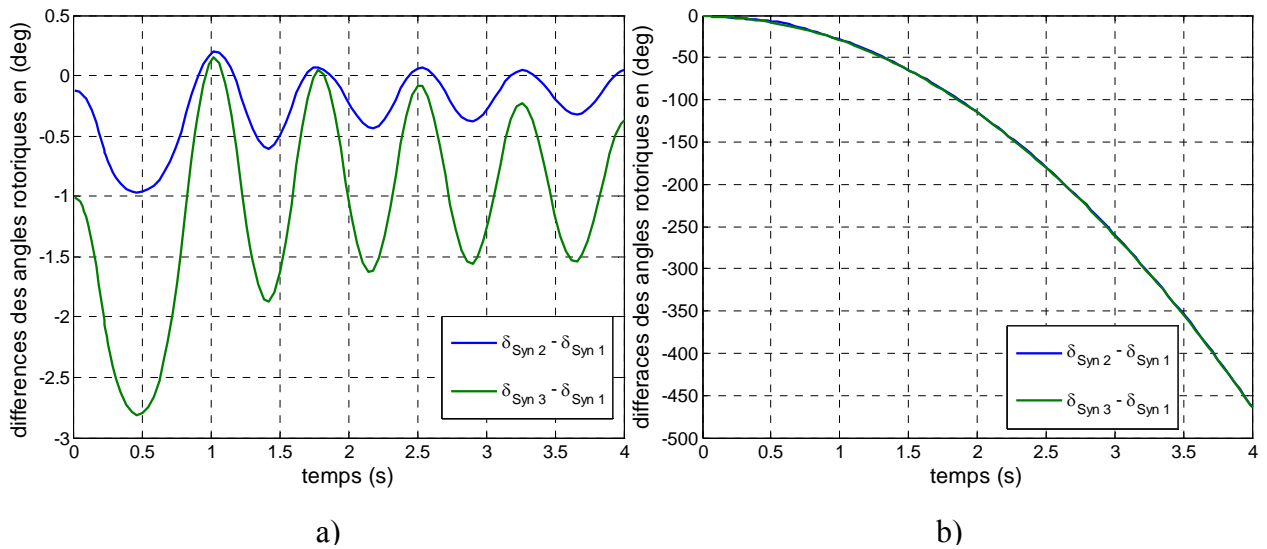


Fig. IV.5. Principe de calcul de CCT.

Evolution des angles rotoriques relatifs en cas de court-circuit triphasé sur le jeu de barre N°7

a) Angles rotoriques relatifs pour  $t_d=0.179$  s.

b) Angles rotoriques relatifs pour  $t_d=0.180$  s.

Jeu de barre de défaut N°	1	2	3	4	5	6	7	8	9
CCT (ms)	273	171	210	237	287	313	179	240	206

Tableau. IV.4. CCT lors d'un défaut de court-circuit triphasé appliqué sur différents jeu de barres, sans compensation.

### Interprétation

La figure (IV.4), montre la variation des angles rotoriques des générateurs pour un duré de défaut  $t_d=0.179$ s, on prend  $\delta_1$  du générateur 1 comme référence, d'après la figure (IV.5.a) on note que le réseau est stable pour un durée de défaut 0.179s, tandis que la figure (IV.5.b) montre qu'il est instable pour un défaut de 0.180s. Le temps critique d'élimination de défaut dans ce cas est 0.179s.

IV.1.5. Étude de la stabilité avec SVC

Afin d'étudier l'influence du compensateur statique SVC sur la stabilité transitoire des réseaux électriques, on étudie le réseau de la figure (IV.6.), avec un compensateur SVC. On applique un défaut (court-circuit triphasé à la terre) pour des endroits différents dans le réseau avec des temps  $t_d$  variables. Le tableau (IV.5) illustre les résultats obtenus.

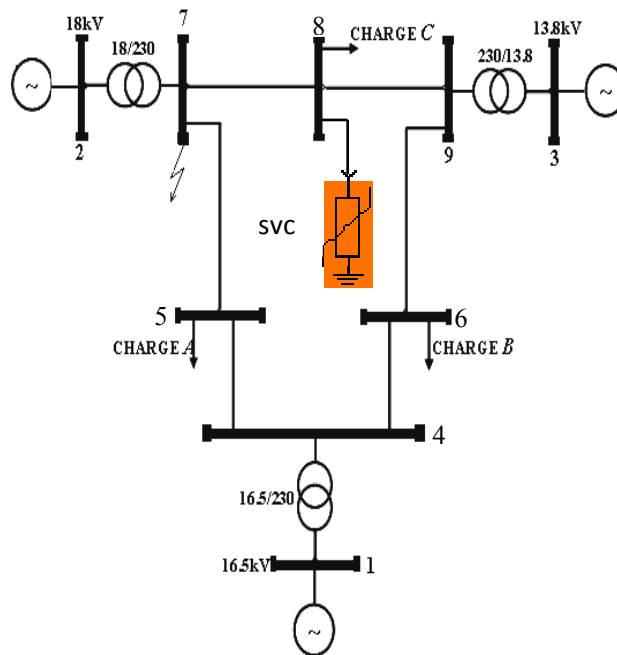


Fig. IV.6. Réseau compensé par SVC avec court-circuit triphasé sur le jeu de barre N°7.

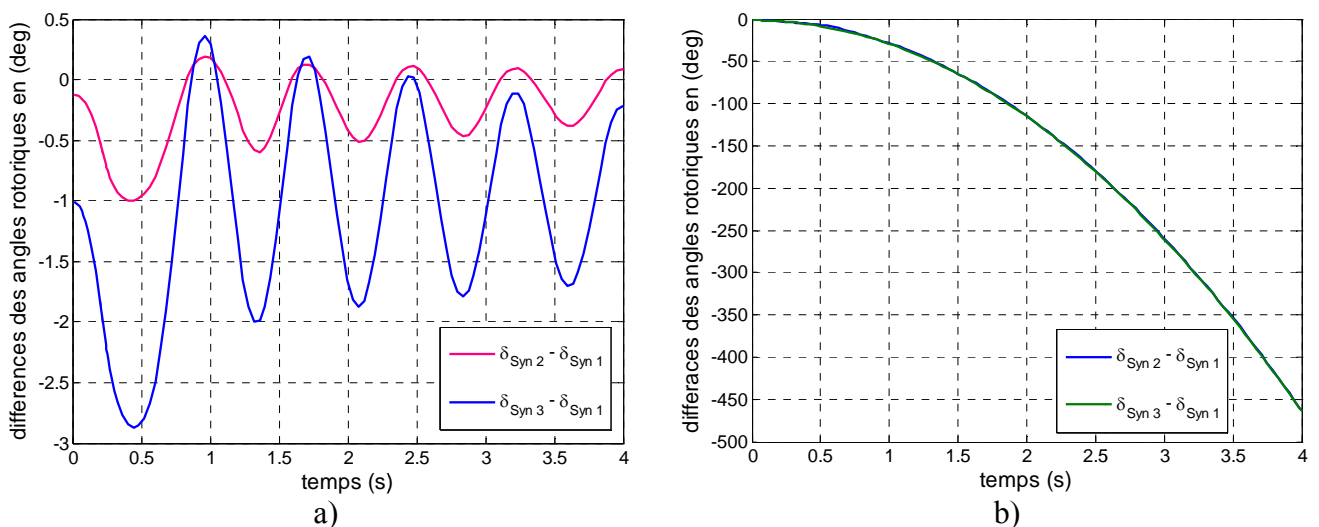


Fig. IV.7. Variation des angles rotoriques relatifs :a) Système stable. b) Système instable.

		Les valeurs de temps critique en (s)								
défaut au niveau de JB  N° :	Sans SVC	Avec SVC placé sur le jeu de barre N°:								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0.253	0.258	0.275	0.272	0.262	0.267	0.267	0.279	0.280	0.277
2	0.171	0.173	0.188	0.179	0.178	0.179	0.176	0.188	0.186	0.182
3	0.210	0.213	0.220	0.224	0.215	0.210	0.218	0.222	0.223	0.224
4	0.237	0.242	0.257	0.255	0.245	0.249	0.248	0.259	0.261	0.258
5	0.287	0.293	0.316	0.311	0.297	0.298	0.304	0.318	0.320	0.317
6	0.313	0.321	0.347	0.342	0.320	0.315	0.325	0.303	0.304	0.346
7	0.179	0.181	0.195	0.190	0.184	0.187	0.185	0.195	0.194	0.192
8	0.240	0.245	0.260	0.208	0.250	0.255	0.253	0.263	0.259	0.259
9	0.206	0.209	0.220	0.220	0.212	0.215	0.215	0.221	0.221	0.220

Tableau. IV.5. Comparaison du CCT lors d'un court-circuit triphasé appliqué sur différent jeu de barres, sans et avec SVC.

### Interprétation

Les résultats de simulation donnés dans le tableau (IV.5), montrent que le temps critique d'élimination de défaut augmente avec l'insertion un SVC dans les jeux de barres, comme dans le cas un SVC est placé sur le jeu de barre N°8 et le défaut appliqué sur le jeu de barre N°5, le CCT augmente de 0.287s jusqu'à 0.320s, par conséquent l'emplacement optimal d'un SVC est meilleur sur les jeux de barres 7, 8 et 2.

#### IV.1.6. Étude de la stabilité avec TCSC

Dans cette partie nous avons étudié l'effet de TCSC dans les systèmes électriques, pour cela on insère un TCSC en série avec les différentes lignes dont le degré de compensation est mentionné dans le tableau (IV.6). On applique un défaut de court-circuit triphasé sur le jeu de barre N°7. Le défaut persiste durant un intervalle de temps  $t_d$  dont on fait varier la valeur avec des pas très petits afin d'obtenir la valeur optimal au-delà de cette valeur le système devient instable. Les résultats de simulation sont donnés par le tableau (IV.6).

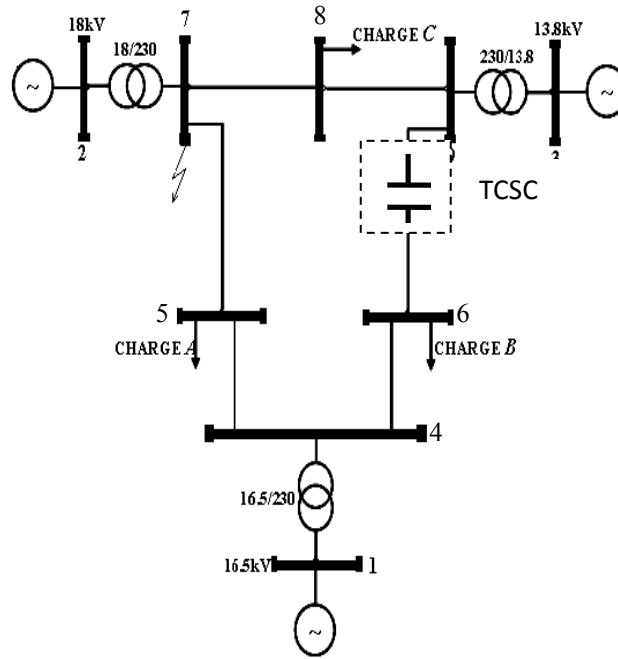


Fig. IV.8. Réseau compensé par TCSC avec court-circuit triphasé sur le jeu de barre N°7

	$X_{eff}/X_{ligne}$	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0
	k en (%)	80	70	60	50	40	30	20	00
	CCT sans compensation(s)	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179
CCT en (s) avec TCSC placé dans la ligne	5-7	0.195	0.193	0.191	0.189	0.187	0.185	0.183	0.179
	8-9	0.177	0.177	0.178	0.178	0.178	0.178	0.179	0.179
	4-6	0.178	0.178	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179
	6-9	0.186	0.185	0.185	0.184	0.183	0.182	0.181	0.179
	4-5	0.175	0.176	0.176	0.177	0.177	0.178	0.187	0.179

Tableau. IV.6. Comparaison du CCT lors d'un court-circuit sur ligne 4-7 à proximité du jeu barres N°7 sans et avec TCSC installé sur différentes lignes et différents degrés de compensation.

## Interprétation

D'après les résultats de simulation donnés dans le tableau (IV.6), on remarque que l'insertion d'un TCSC dans les deux lignes 5-7 et 6-9 est meilleur que les autres lignes, à cause de l'augmentation de CCT dans les deux lignes. L'augmentation de CCT est proportionnelle avec le degré de compensation.

### IV.1.7. Contrôle de la tension

Afin d'étudier l'effet des dispositifs FACTS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques, on prend deux dispositifs TCSC et STATCOM pour vérifier leurs effets sur la tension des jeux de barres des charges. On insère un STATCOM et TCSC séparément dans le réseau, par plusieurs simulations avec le changement de l'endroit des deux dispositifs, les résultats de simulation sont donnés par le tableau (IV.7).

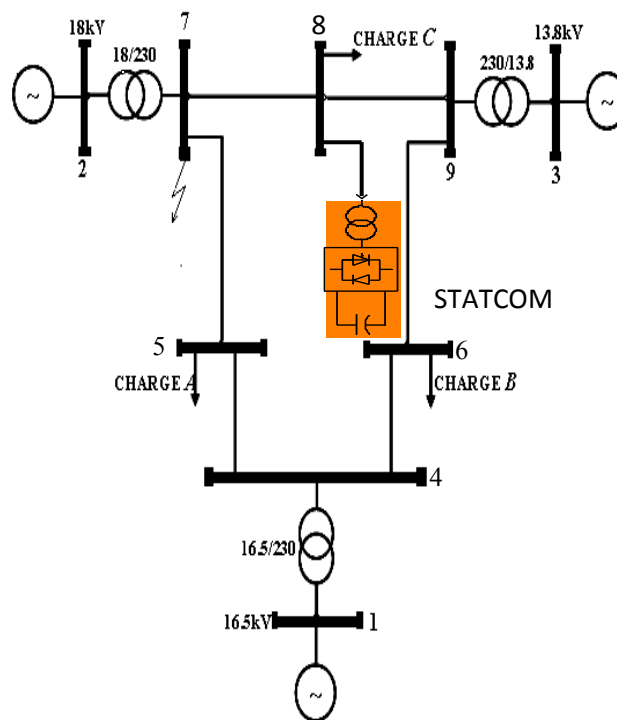


Fig. IV.9. Réseau compensé par STATCOM

Compensation Dans la ligne	Tension dans le Jeu de barre N° 5 (pu)		Tension dans le Jeu de barre N° 6 (pu)		Tension dans le Jeu de barre N° 8 (pu)	
	TCSC	STATCOM	TCSC	STATCOM	TCSC	STATCOM
4 - 5	0.999	0.992	1.012	1.012	1.019	1.015
4 - 6	0.995	0.989	1.014	0.992	1.016	1.013
5 - 7	0.996	0.977	1.013	1.004	1.016	1.015
6 - 9	0.992	0.985	1.012	0.992	1.017	0.992
7 - 8	0.985	0.986	1.012	0.991	1.017	0.998
8 - 9	0.996	0.986	1.013	1.014	1.017	0.998
Tension nominal	0.966		1.013		1.016	

Tableau. IV.7. Tensions des jeux de barres 5, 6 et 8 avec réseau compensé par TCSC et STATCOM séparément.

### Interprétation

D'après les résultats de simulation, on remarque qu'il y a surtension au niveau des jeux de barres des charges lorsque le réseau est compensé par un TCSC, on prend comme un exemple la ligne 4-5 la tension du jeu de barre N°5 est 0.966 pu (régime nominal), mais quand la ligne est compensée la tension devient très importante 0.999 pu. Par contre pour le STATCOM, la tension est presque toujours à la limite acceptable par rapport au régime nominal.

## IV.2. Simulation d'un HVDC

### IV.2.1. Introduction

Dans cette section, nous avons présentés les différents résultats de simulation d'un système HVDC lors de différents défaut tel que :

- 1) Simulation d'un HVDC sans défaut (régime permanent).
- 2) Simulation d'un HVDC avec défaut on particulier :
  - a) Court-circuit sur la ligne continu côté redresseur.
  - b) Court-circuit monophasé côté redresseur.
  - c) Court-circuit triphasés côté redresseur.
  - d) Court-circuit monophasé côté onduleur.
  - e) Court-circuit triphasés côté onduleur.

### IV.2.2. Description du système HVDC

Une liaison à courant continu unipolaire comme présentée sur la figure (IV.10), avec retour par la terre utilisée pour transmettre une puissance de 1000 MW, 500 KV et 2 KA d'un réseau alternatif 500KV, 5000 MVA, 60 Hz vers un réseau alternatif 345 KV, 10000 MVA, 50 Hz.

Chaque station de conversion redresseur ou onduleur comprend, un pont à thyristors avec une inductance de lissage de 0.5 H, des filtres CA de 600 MVA, ainsi que des systèmes de commande et de protection associés. Les deux convertisseurs sont interconnectés par une ligne à courant continu de 300 Km.

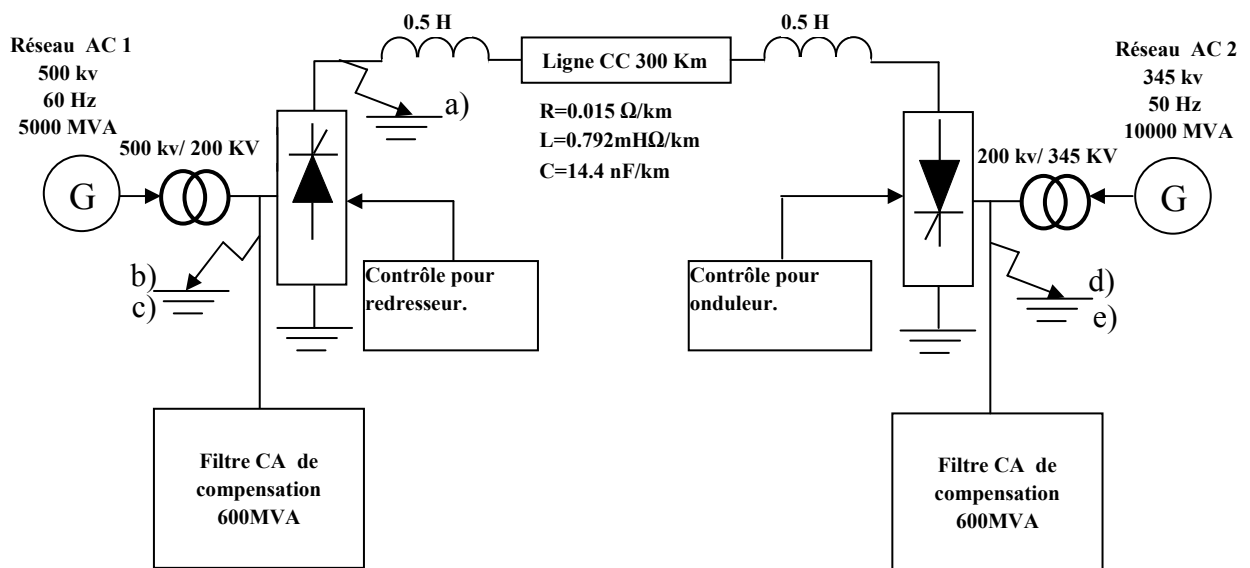
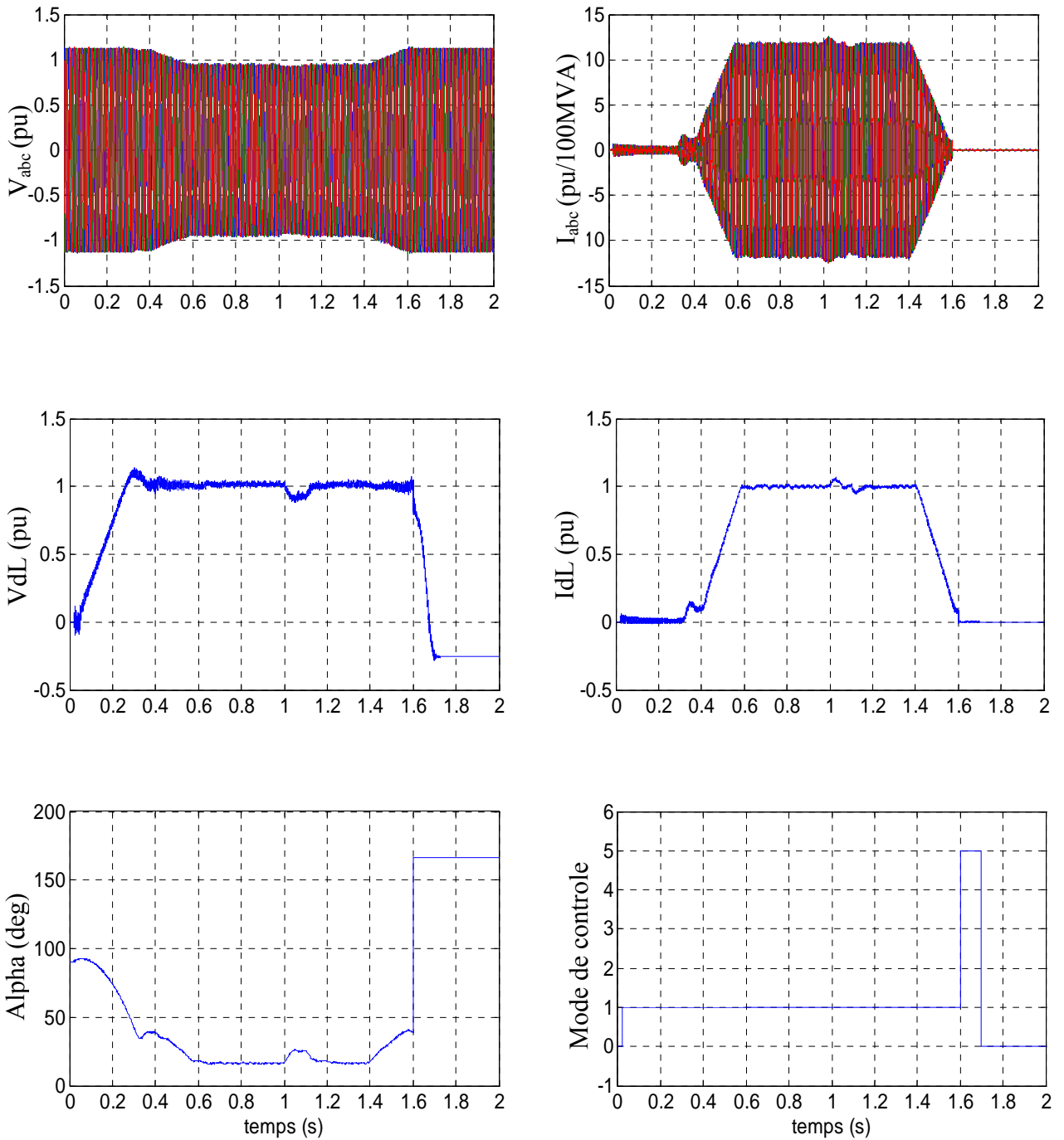


Fig. IV.10. Liaisons d'un système HVDC.

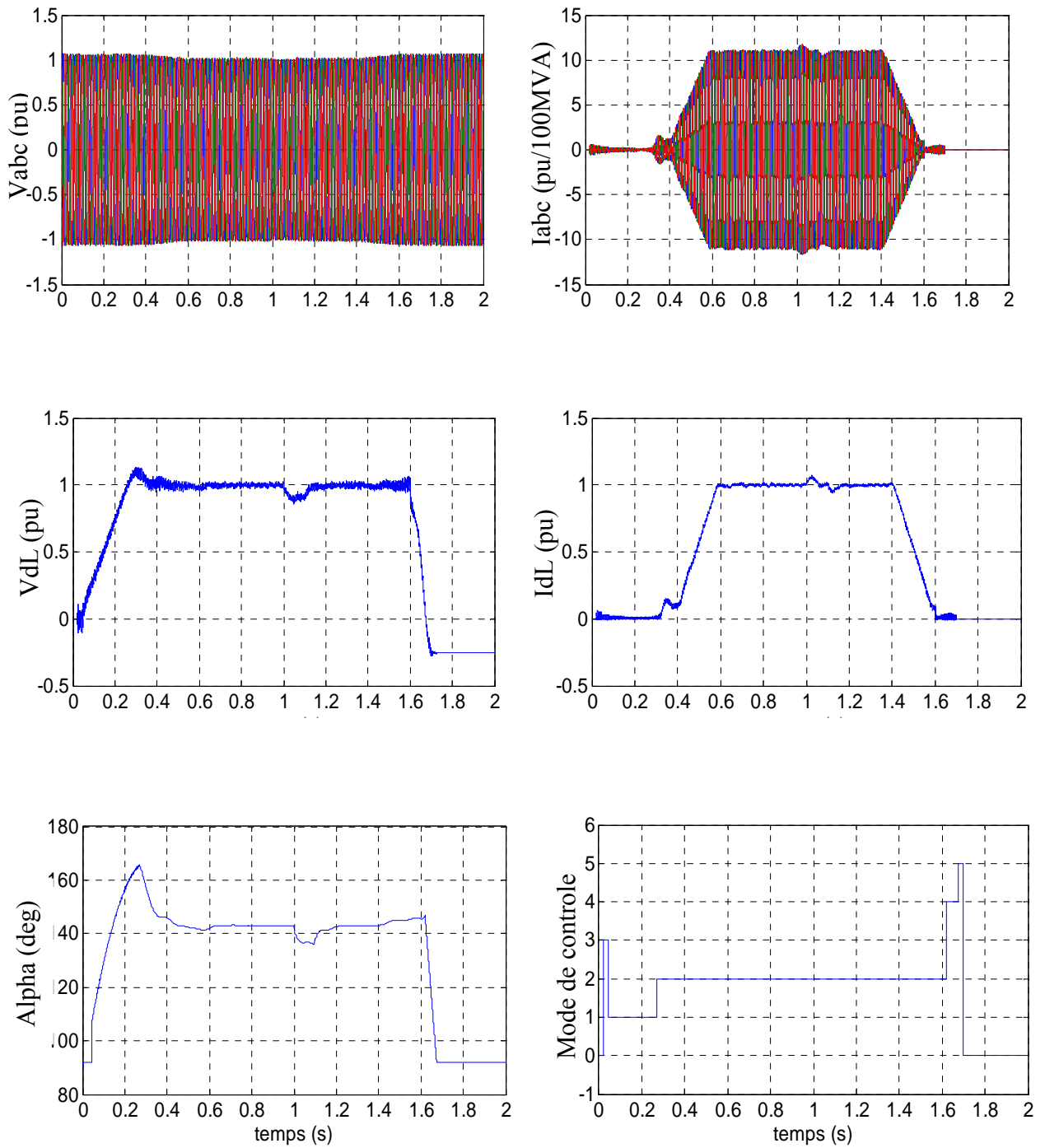
- a) Court-circuit sur la ligne continu côté redresseur.
- b) Court-circuit monophasé côté redresseur.
- c) Court-circuit triphasés côté redresseur.
- d) Court-circuit monophasé côté onduleur.
- e) Court-circuit triphasés côté onduleur.

**IV.2.3. Système HVDC sans défaut**

Nous avons présenté dans cette partie les différents résultats de simulation d'un système HVDC lors du fonctionnement normal (sans défaut), pour les deux côtés redresseur et onduleur les figures sont présentées comme suivant :



a) Résultat de simulation côté redresseur



b) Résultat de simulation côté onduleur

Fig. IV.11. Résultat de simulation d'un système HVDC sans défaut

- Mode de contrôle : 0 = blocages des impulsions.
- Mode de contrôle : 1 = contrôle de courant.
- Mode de contrôle : 2 = contrôle de tension.
- Mode de contrôle : 3 =  $\alpha$  min.
- Mode de contrôle : 4 =  $\alpha$  max.
- Mode de contrôle : 5 =  $\alpha$  forcée.
- Mode de contrôle : 6 = contrôle d'angle d'extinction.

**Interprétation**

À partir des résultats de simulation, on remarque trois étapes, pour la première étape les deux convertisseurs sont débloqués pendant l'intervalle 0s jusqu'à 0.4s, le courant continu  $I_{dL}$  prend la valeur minimal 0.1 pu, après cette étape la tension  $V_{dL}$  et le courant  $I_{dL}$  passe par un régime transitoire entre 0.4s et 0.6s et augmente sous forme d'une rampe, jusqu'à l'afin de la séquence de démarrage (0.6s) le courant et la tension continu stabilise à sa valeur nominal.

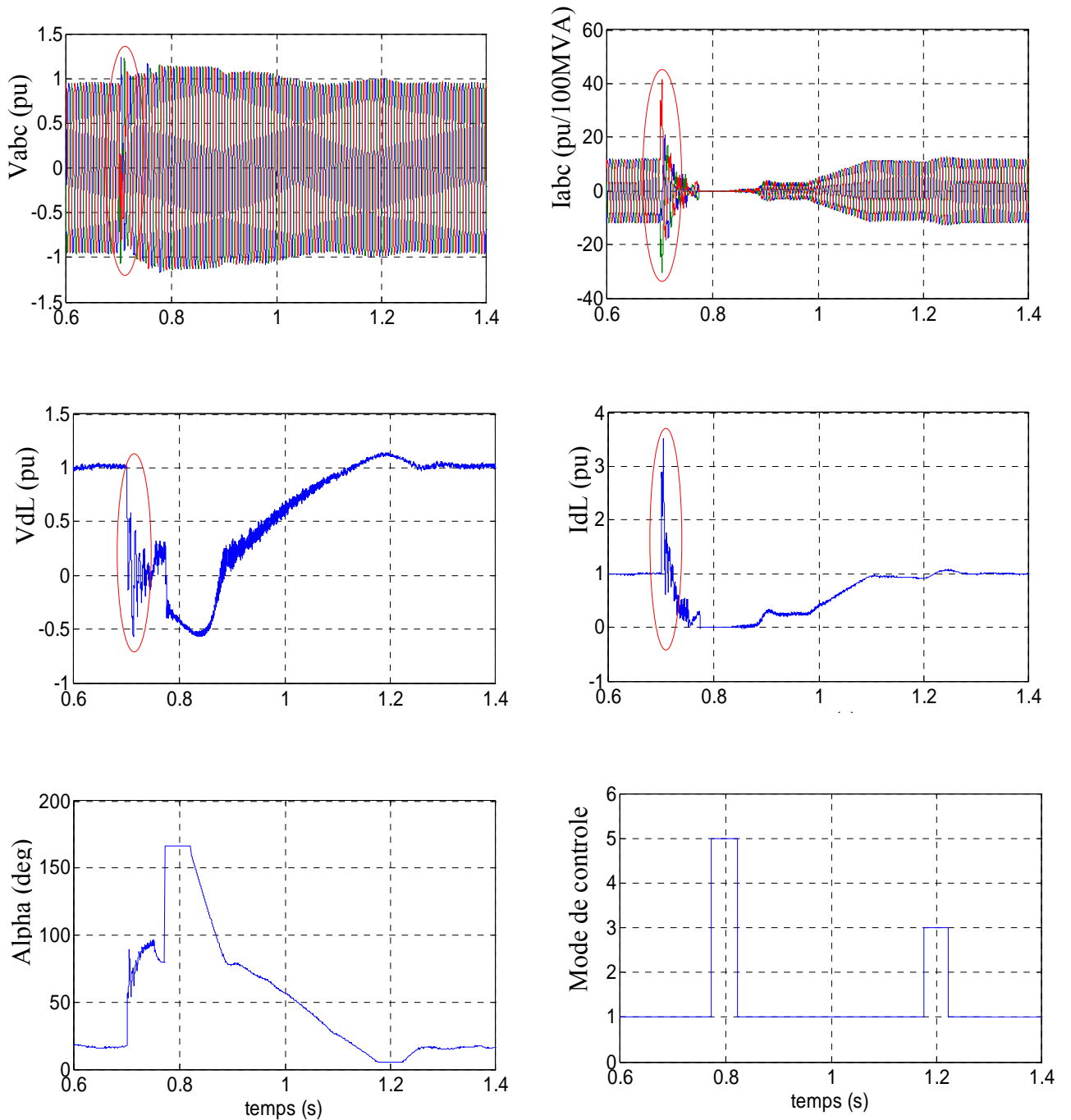
Pendant la première phase de démarrage, l'onduleur contrôle le courant (mode de contrôle=1), puis basculer en régulation de tension (mode de contrôle=2), le redresseur devient effectivement en régulation de courant.

En régime permanent, l'angle d'amorçage est environ  $16^\circ$  pour le redresseur et  $143^\circ$  pour l'onduleur.

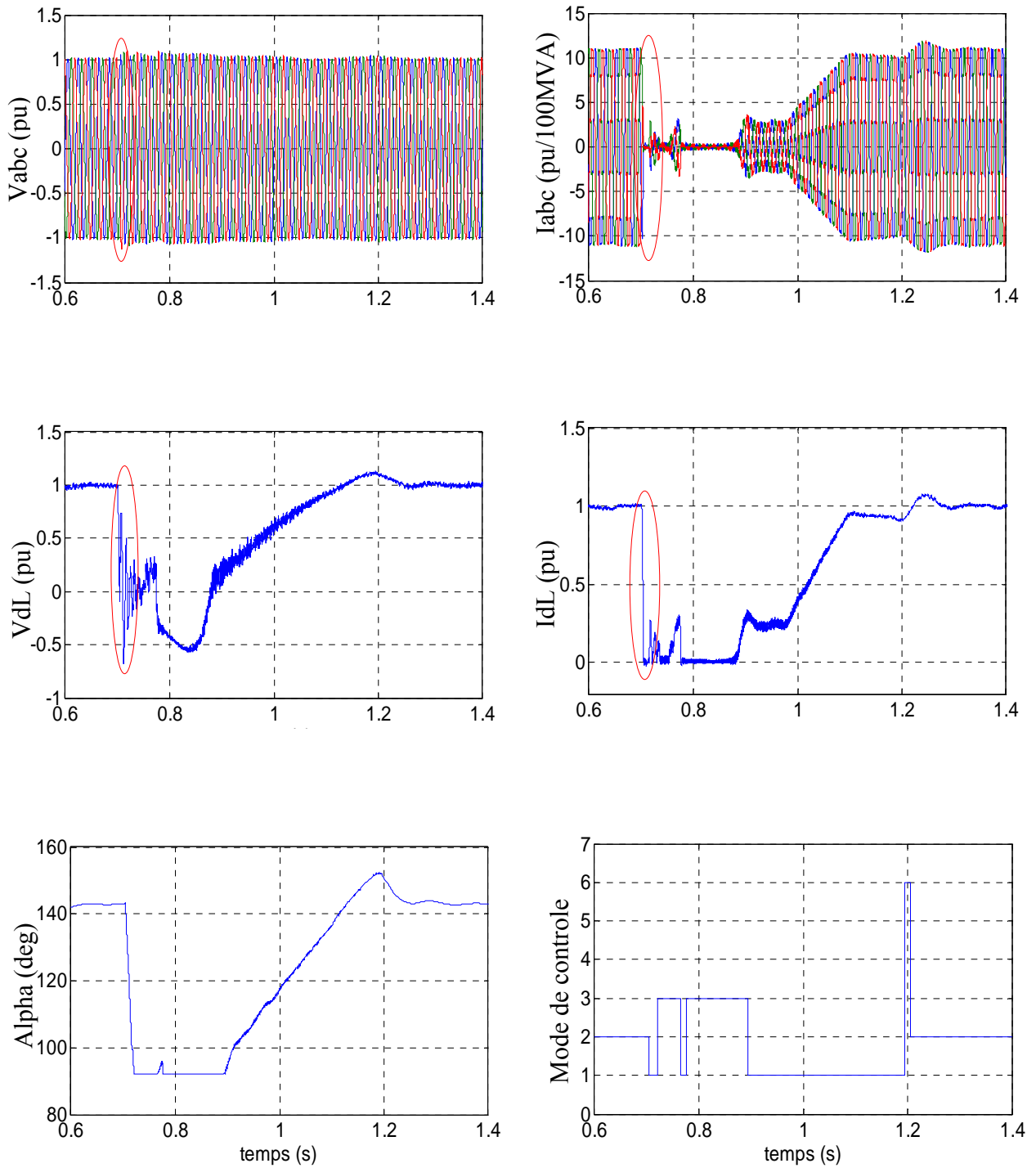
A  $t=1.4s$  une séquence d'arrêt est lancée pour diminuer lentement le courant à 0.1 pu. à  $t=1.6s$ , l'angle alpha est forcé à  $165^\circ$  (mode de contrôle =5), au contraire l'angle d'amorçage de l'onduleur forcé à  $95^\circ$ , les impulsions sont bloquées aux deux convertisseurs, (mode de contrôle =0).

**IV.2.4. Système HVDC avec un court-circuit sur la ligne continu côté redresseur**

Dans cette partie nous avons appliqué un défaut de court-circuit sur la ligne continu pour une durée de défaut entre 0.7s et 0.75s, les résultats de simulation sont présentés par les figures ci-dessous :



a) Résultat de simulation côté Redresseur



b) Résultat de simulation côté onduleur

Fig. IV.12. Résultat de simulation avec un court-circuit sur la ligne continu côté redresseur

- Mode de contrôle : 0 = blocages des impulsions
- Mode de contrôle : 1 = contrôle de courant
- Mode de contrôle : 2 = contrôle de tension
- Mode de contrôle : 3 =  $\alpha$  min
- Mode de contrôle : 4 =  $\alpha$  max
- Mode de contrôle : 5 =  $\alpha$  forcée
- Mode de contrôle : 6 = contrôle d'angle d'extinction

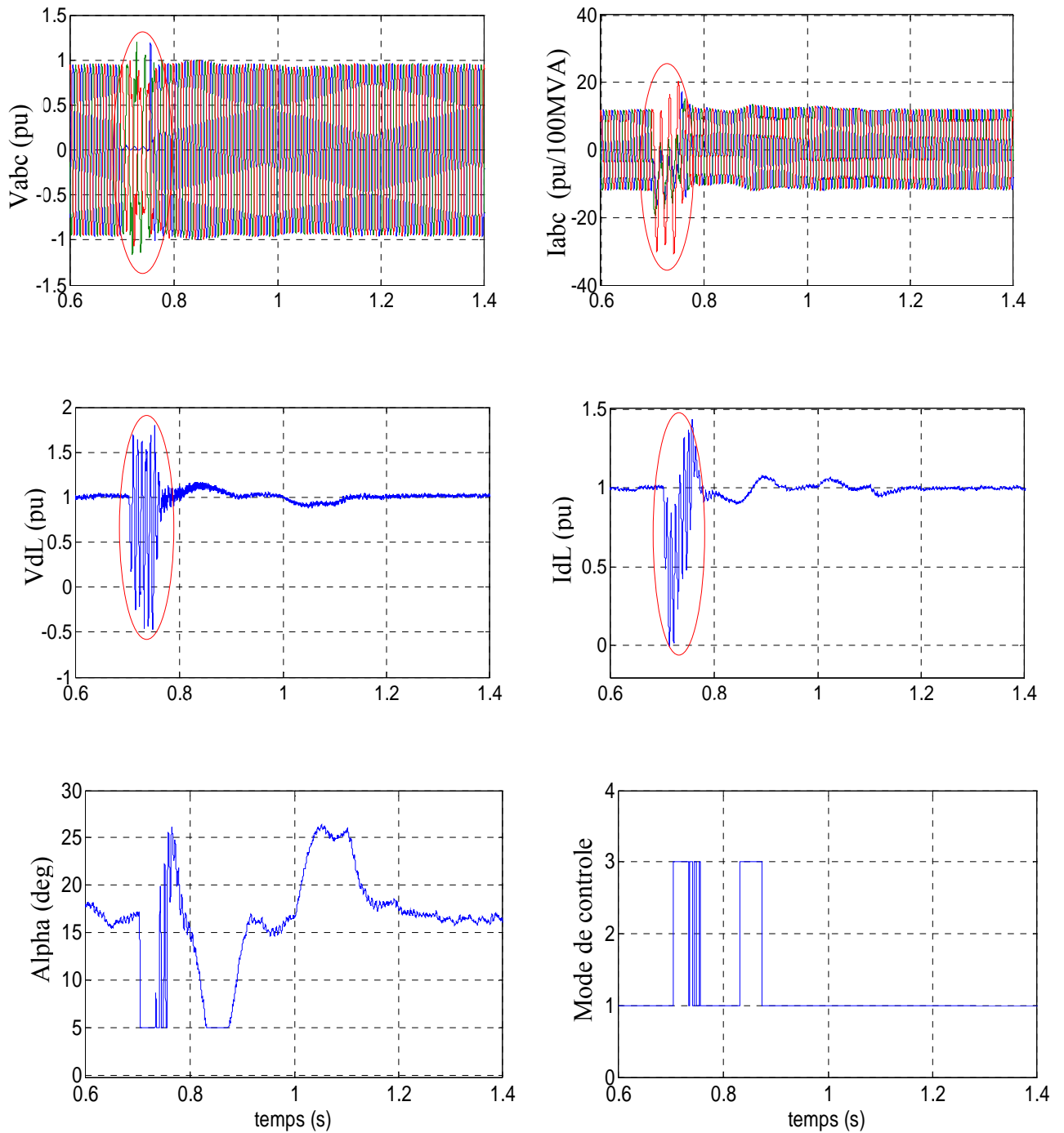
## Interprétation

Quand on applique un court-circuit à l'entrée de la ligne entre 0.7s et 0.75s. les conséquences de ce défaut apparaissent clairement sur le comportement de courant continu qui augmente rapidement et la tension continue chute brusquement à zéro. Ce défaut est détecté par l'ensemble des dispositifs de protection. A  $t=0.77s$  l'angle d'amorçage du redresseur est forcé à la valeur  $166^\circ$  (mode de contrôle=5), par la protection après d'une baisse de tension continue, dans ce cas le redresseur fonctionne en mode onduleur. La tension de la ligne devient négative et l'énergie emmagasinée dans la ligne est restituée au réseau alternatif, l'angle d'amorçage du redresseur est relâché à  $t=0.82s$  par la protection, la tension et le courant se rétablissent en approximativement 0.5s. le mode de contrôle au redresseur passe temporairement en régulation de l'angle d'amorçage minimale (mode de contrôle =3).

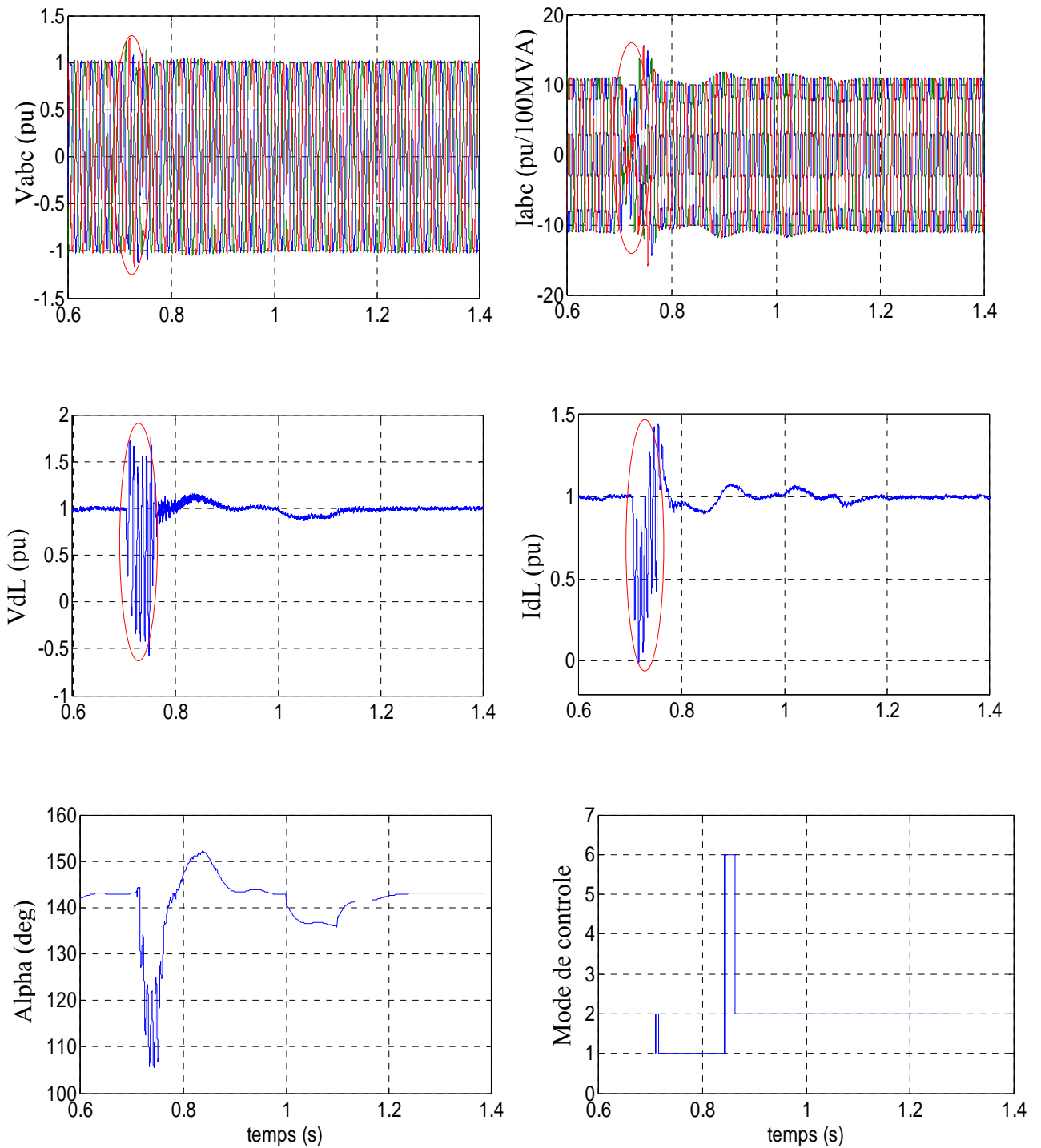
Les réponses de l'onduleur suite à un défaut coté continu à  $t=0.7s$  la tension continue chute à zéro après quelque oscillation dues à la décharge de la ligne par rapport le courant qui s'annule instantanément et le réglage de ce défaut fait par la diminution de l'angle d'amorçage (mode de contrôle =3), l'onduleur fonctionne en mode redresseur à cause de l'inverse de la tension continue. Durant cette première phase de rétablissement, l'onduleur est en régulation de courant (mode de contrôle =1), à  $t=1.2s$ , l'onduleur passe en régulation de l'angle d'extinction, finalement l'onduleur prend la régulation de tension (mode de contrôle=2). Les deux cotés des convertisseurs sont subies à des surtensions temporaires durant le défaut tel que les amplitudes de la tension est : 1.25 pu, pour le redresseur et 1.1 pu. pour l'onduleur. Le courant alternatif coté redresseur est prend une surintensité pendant un court durée puis s'annule, par rapport au courant alternatif coté onduleur qui s'annule avec l'apparition du défaut.

### IV.2.5. Système HVDC avec un court-circuit monophasé côté redresseur

Nous avons appliqué dans cette partie un court-circuit monophasé sur l'un des trois phases alternative côté redresseur pour une durée de défaut entre 0.7s et 0.75s, les résultats des simulations sont présentés dans les figures suivantes :



a) Résultat de simulation côté redresseur



b) Résultat de simulation côté onduleur

Fig. IV.13. Résultat de simulation d'un système HVDC avec un court-circuit monophasé côté redresseur

- Mode de contrôle : 0 = blocages des impulsions
- Mode de contrôle : 1 = contrôle de courant
- Mode de contrôle : 2 = contrôle de tension
- Mode de contrôle : 3 =  $\alpha$  min
- Mode de contrôle : 4 =  $\alpha$  max
- Mode de contrôle : 5 =  $\alpha$  forcée
- Mode de contrôle : 6 = contrôle d'angle d'extinction

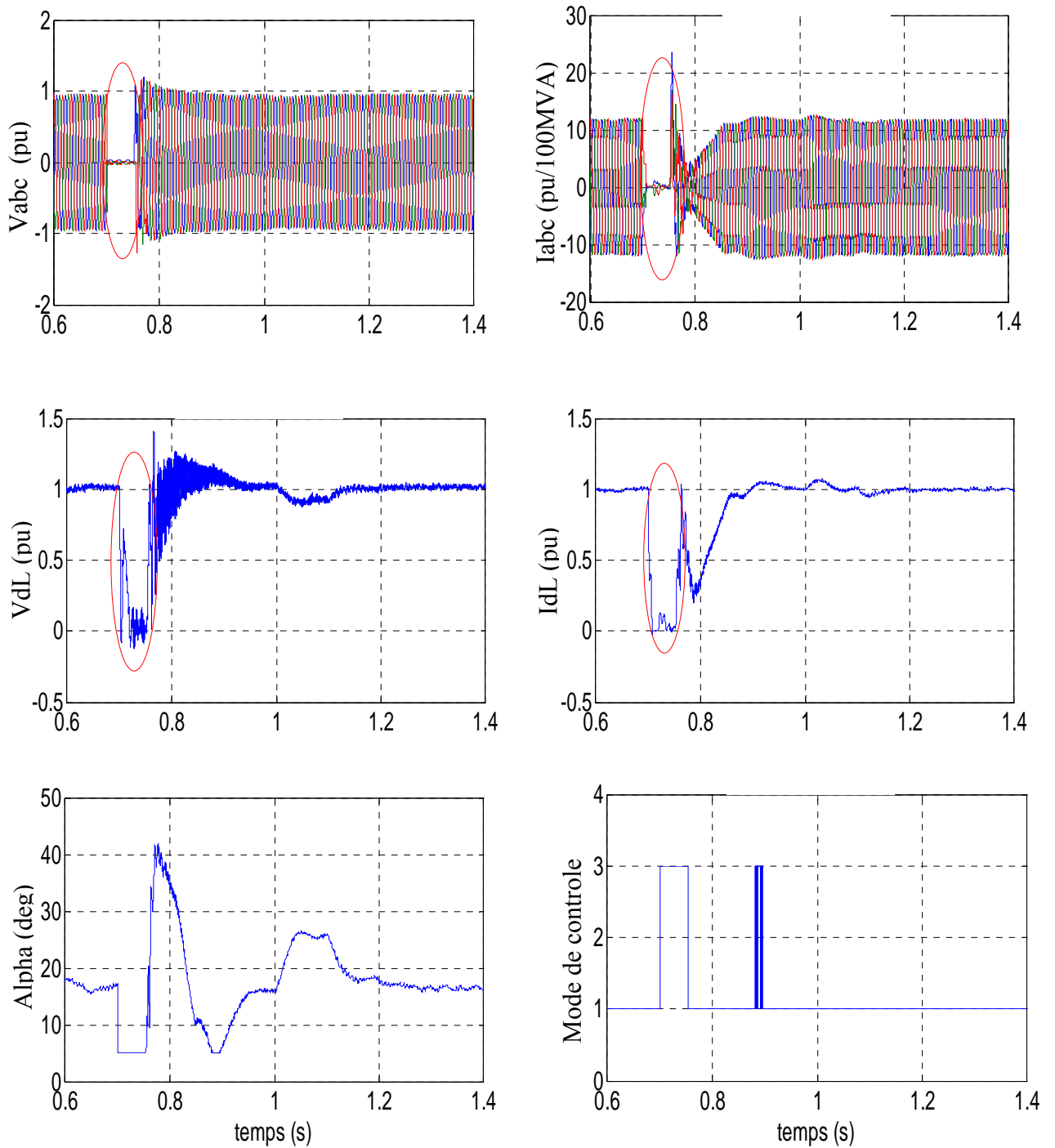
**Interprétation**

A l'instant d'application du défaut de court-circuit monophasé côté redresseur, la tension alternative de la première phase (a) chute brusquement à zéro. La tension continue  $V_{dL}$  et le courant  $I_{dL}$  diminué en conséquence. Les dispositifs de régulation côté redresseur vont augmenter la tension continue en réduisant l'angle d'amorçage du redresseur (mode de contrôle =3), parallèlement l'onduleur prend la régulation du courant (mode de contrôle =1). Ce défaut monophasé crée un déséquilibre qui génère une oscillation dans la tension et le courant continu implique également une oscillation de l'angle d'amorçage côté redresseur et l'angle d'extinction côté onduleur montré par le mode de contrôle = 6.

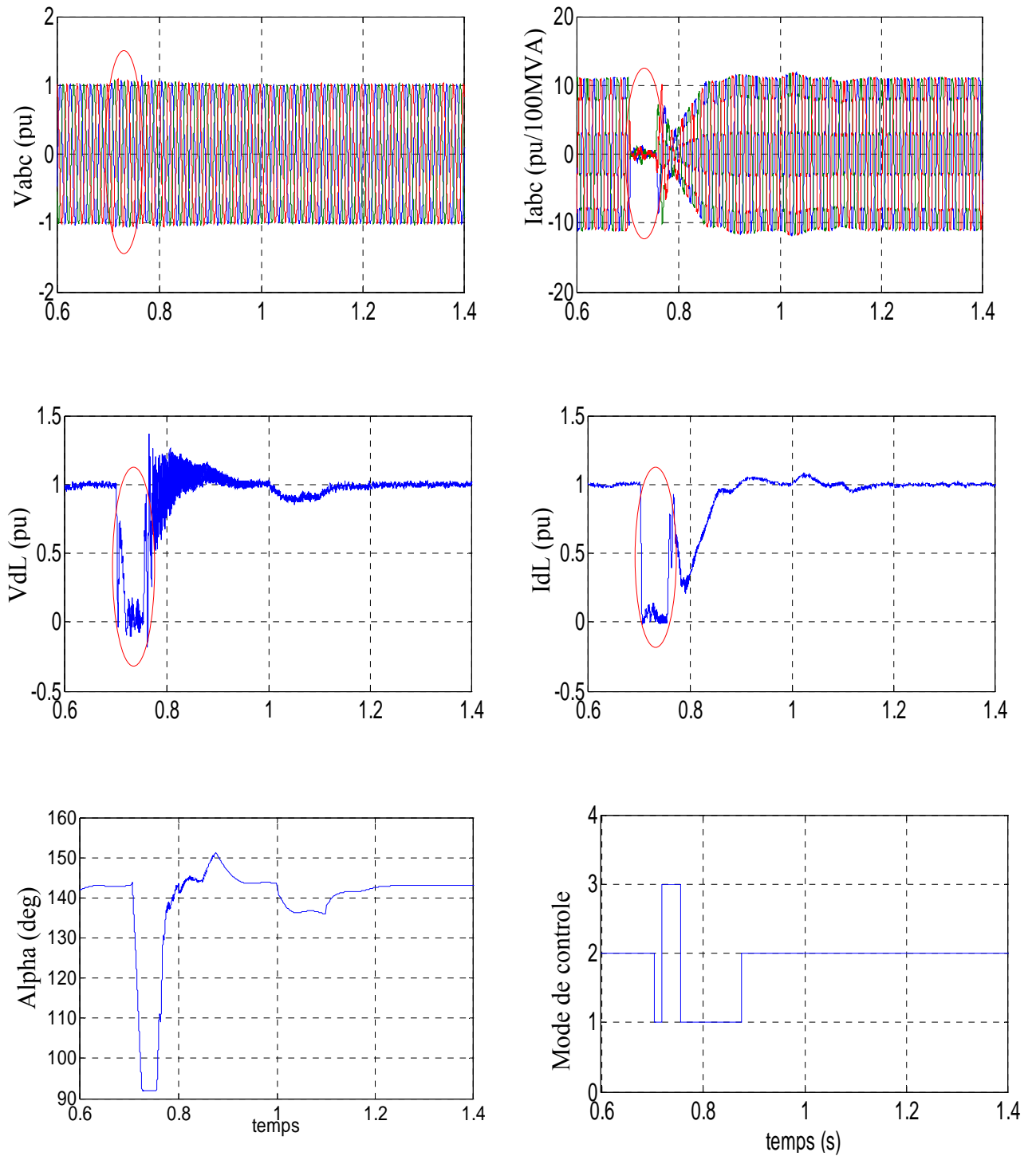
Durant cette période de défaut, des surtensions temporaires d'amplitude 1.2 pu, et 1.25 pu, apparaissent respectivement dans les nœuds alternatives pour les deux côté redresseur et onduleur, a la disparition du défaut à  $t=0.78s$  la tension alternative de la phase affecté côté redresseur augmente, le régulateur de courant côté redresseur essaye de diminuer le courant en augmentant son angle d'amorçage. Le système se rétablit et se stabilise en approximativement après 0.25 s.

#### IV.2.6. Système HVDC avec un court-circuit triphasé côté redresseur

Dans cette section on applique un court-circuit triphasé sur les phases alternative côté redresseur, les différents résultats de simulation sont présentés sur les figures au-dessus et cela pour la même durée de défaut (entre 0.7s et 0.75s).



a) Résultat de simulation côté redresseur



b) Résultat de simulation côté onduleur

Fig. IV.13. Résultat de simulation avec un court circuit triphasé côté redresseur

- Mode de contrôle : 0 = blocages des impulsions
- Mode de contrôle : 1 = contrôle de courant
- Mode de contrôle : 2 = contrôle de tension
- Mode de contrôle : 3 =  $\alpha$  min
- Mode de contrôle : 4 =  $\alpha$  max
- Mode de contrôle : 5 =  $\alpha$  forcée
- Mode de contrôle : 6 = contrôle d'angle d'extinction

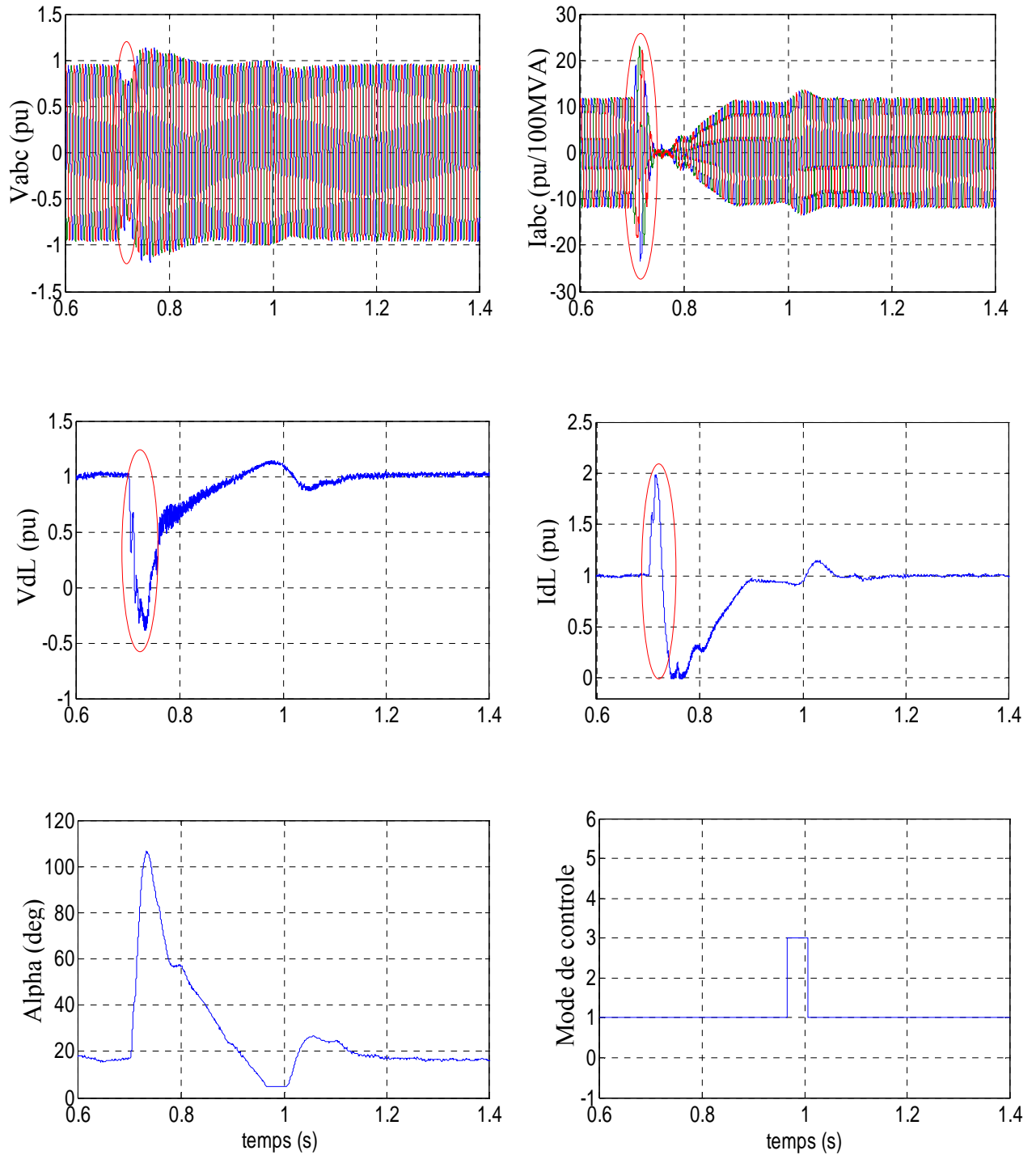
**Interprétation**

Un court-circuit triphasé est appliqué à l'instant  $t=0.7s$  côté redresseur. Les trois tensions alternatives côté redresseur présentent une chute brusquement de la valeur maximale 1 pu, vers zéro. Le courant continu  $I_{dL}$  et la tension  $V_{dL}$  s'annule aussi. L'intervention des régulateurs de courant côté redresseur essaye d'augmenter le courant continu en diminuant son angle d'amorçage, et celui-ci atteint à la valeur minimale  $5^\circ$ . Le redresseur change son mode de régulation et passe en mode de régulation de l'angle d'amorçage minimale (mode de contrôle =3). D'autre côté l'onduleur contrôle le courant (mode de contrôle =1).

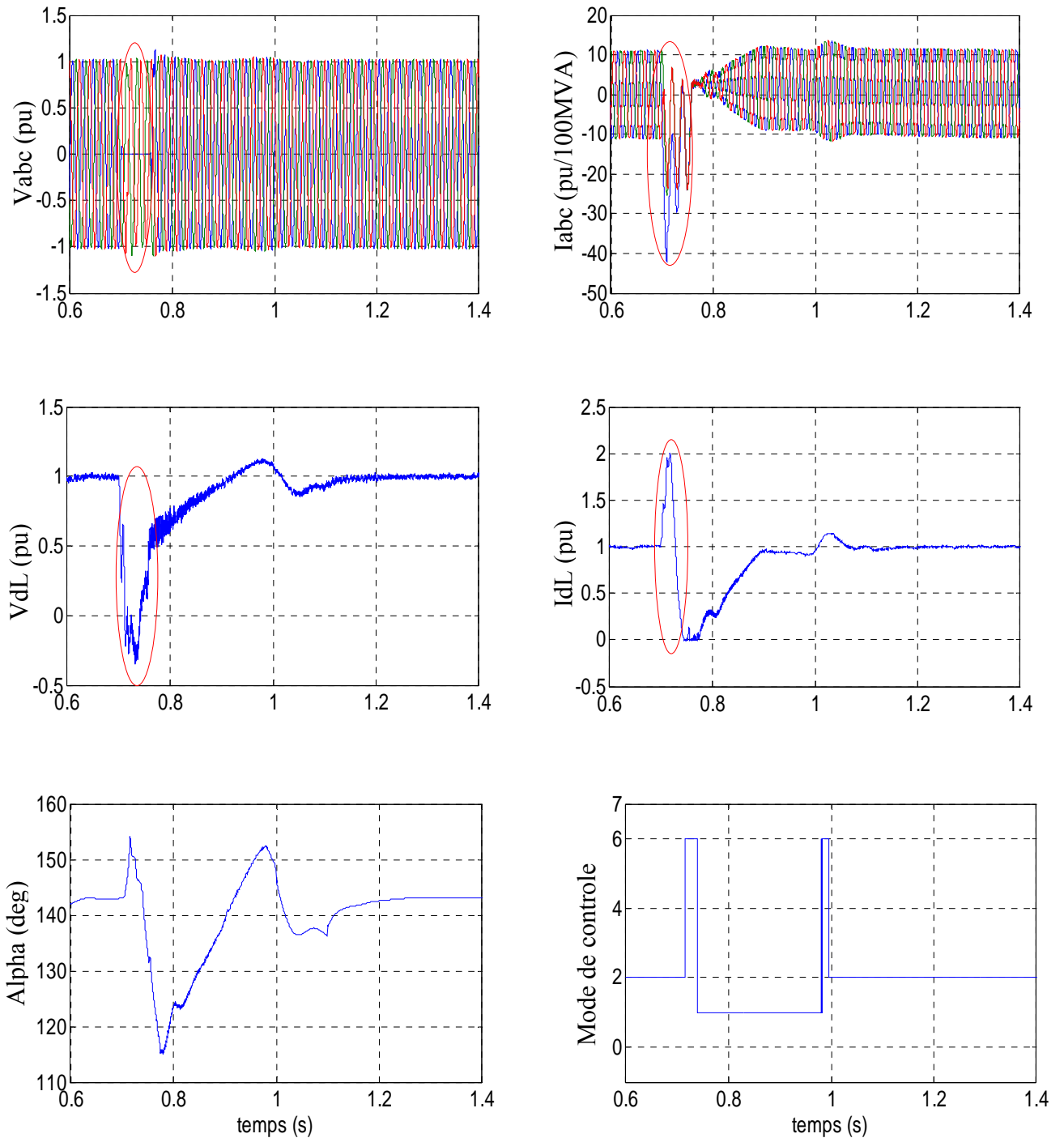
A  $t=0.72s$ , l'angle d'amorçage côté onduleur tombe à sa valeur minimale de  $92^\circ$ , lorsque le défaut disparaît à  $t=0.78 s$ , les tensions alternatives côté redresseur augmentent et atteignent des valeurs égales presque 1.3 pu, ainsi que le courant alternatif. Dans le côté onduleur, les tensions alternatives augmentent jusqu'à la valeur 1.1 pu, la tension continue commence à augmenter, à partir de  $t=0.8 s$ , le redresseur contrôle le courant en diminuant son angle d'amorçage et l'onduleur essaye de contrôler le courant (mode de contrôle =1), en augmentant son angle d'amorçage, jusqu'à la stabilisation du courant l'onduleur passe en mode de régulation de tension. Le redresseur prend le réglage de l'angle d'amorçage minimal entre 0.85s et 0.87 s.

### IV.2.7. Système HVDC avec un court-circuit monophasé côté onduleur

Le même principe pour l'application de court-circuit monophasé côté onduleur pour l'un des trois phases alternative et aussi pour la même durée de défaut, les résultats de simulations sont présentés dans les figures suivantes :



a) Résultat de simulation côté redresseur



b) Résultat de simulation côté onduleur

Fig. IV.14. Résultat de simulation avec un court-circuit monophasé côté onduleur

Mode de contrôle : 0 = blocages des impulsions  
 Mode de contrôle : 1 = contrôle de courant  
 Mode de contrôle : 2 = contrôle de tension  
 Mode de contrôle : 3 =  $\alpha$  min  
 Mode de contrôle : 4 =  $\alpha$  max  
 Mode de contrôle : 5 =  $\alpha$  forcée  
 Mode de contrôle : 6 = contrôle d'angle d'extinction

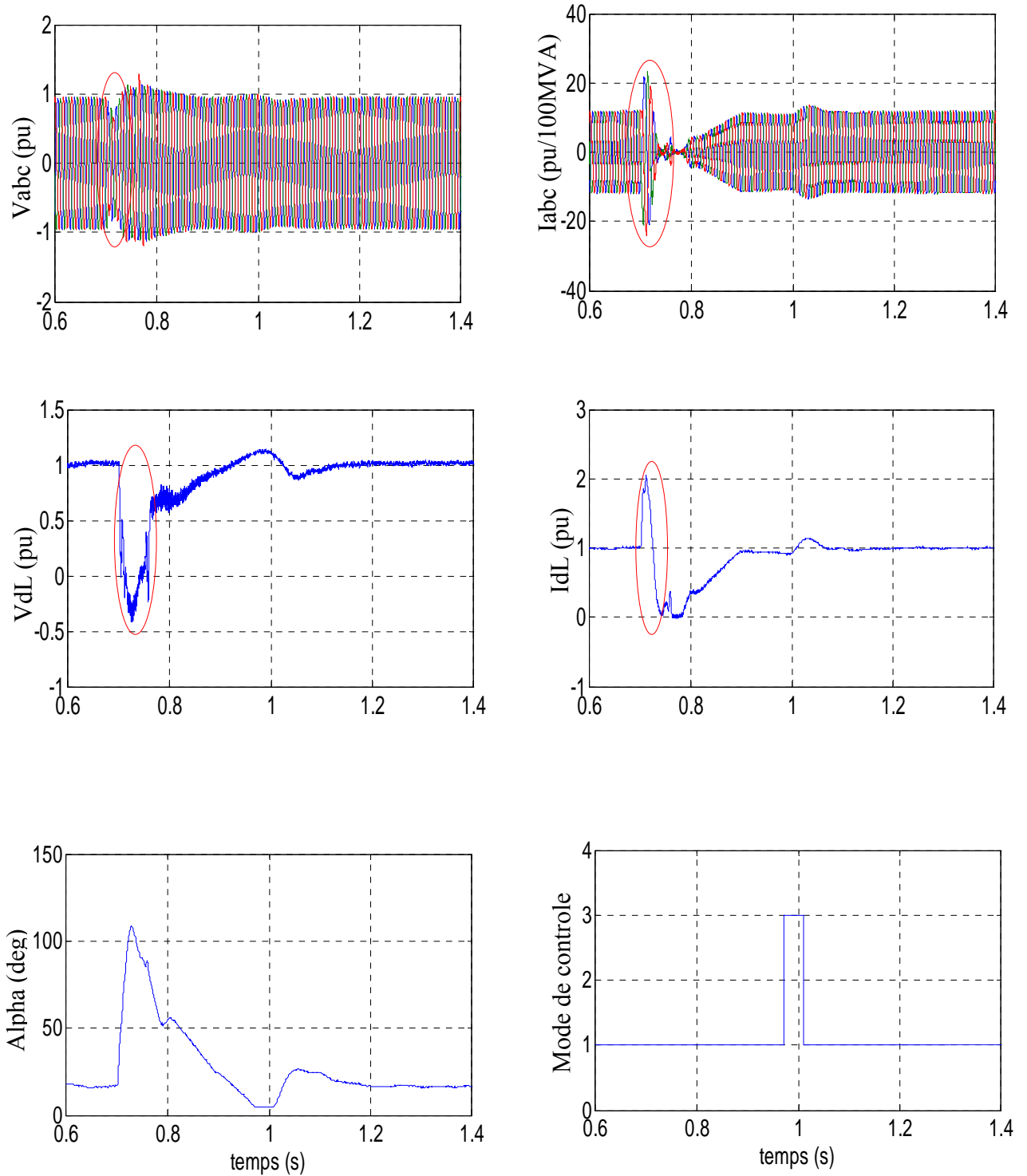
**Interprétation**

Un court-circuit monophasé est appliqué au côté onduleur à partir de  $t=0.7s$ , on remarque la tension alternative de la phase affectée chute à zéro, la tension continue  $VdL$  diminue et le courant continu  $IdL$  augmente rapidement vers la valeur de 2 pu pour les deux côtés redresseur et onduleur. L'ensemble des régulateurs de courant côté redresseur fait de réduire le courant en augmentant son angle d'amorçage, celui-ci atteint la valeur  $105^\circ$ , dans ce cas le redresseur passe en fonctionnement onduleur. En revanche l'onduleur augmentant son angle d'amorçage pour diminuer le courant continu  $IdL$  (pu) pendant un petite durée, l'onduleur passe de régulation de tension vers le régulation de l'angle d'extinction.

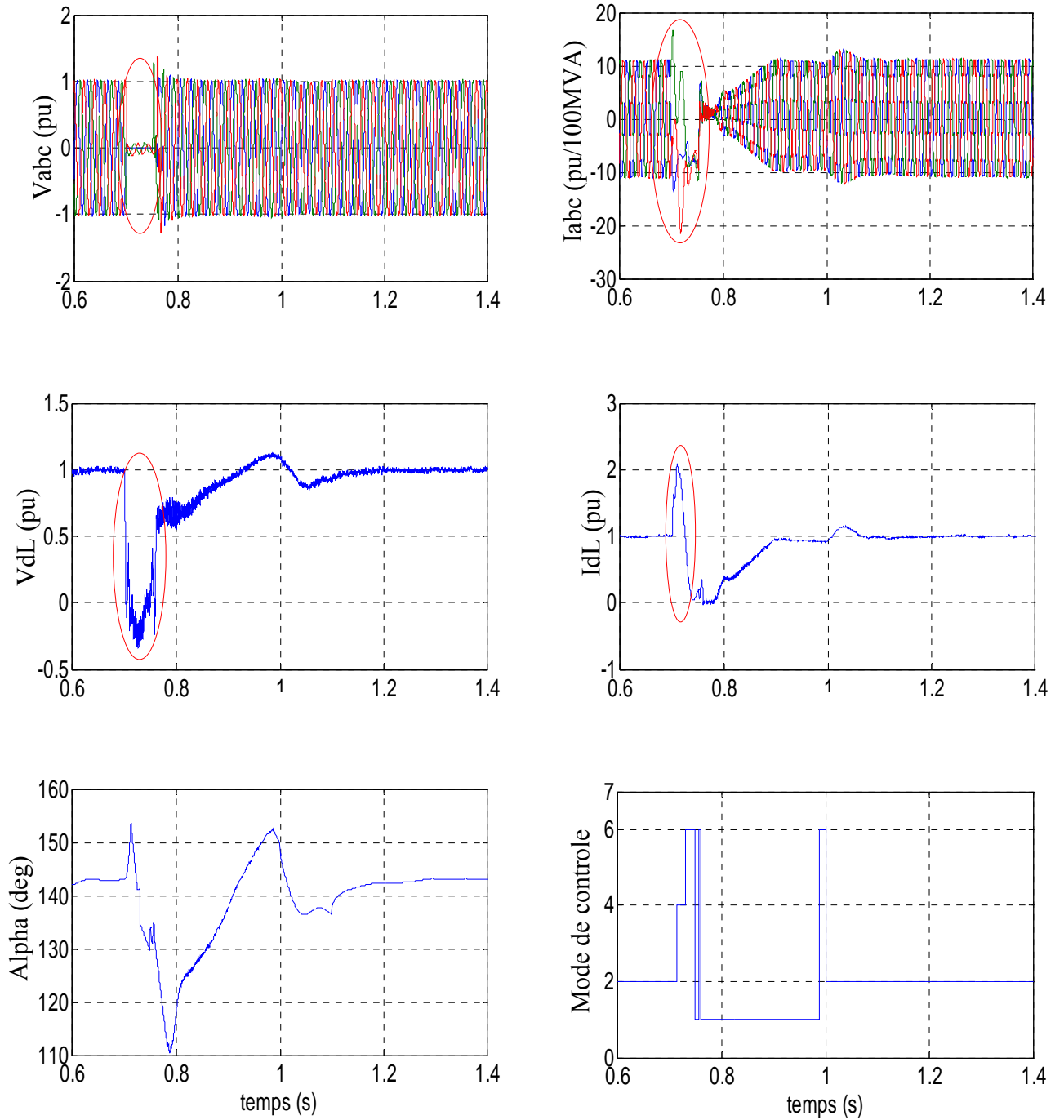
A  $t=0.78$  s, le défaut disparaît et une surtension temporaire d'amplitude 1.1 pu. Se produit côté alternatif de l'onduleur.

**IV.2.8. Système HVDC avec un court-circuit triphasé côté onduleur**

Dans cette partie on applique un court-circuit triphasé sur les trois phases alternative côté onduleur pour la même durée de défaut entre 0.7s et 0.75s, les résultats de simulation sont présentés dans les figures suivantes :



a) Résultat de simulation côté redresseur



b) Résultat de simulation côté onduleur

Fig. IV.15. Résultat de simulation avec un court-circuit triphasé côté onduleur

- Mode de contrôle : 0 = blocages des impulsions
- Mode de contrôle : 1 = contrôle de courant
- Mode de contrôle : 2 = contrôle de tension
- Mode de contrôle : 3 =  $\alpha$  min
- Mode de contrôle : 4 =  $\alpha$  max
- Mode de contrôle : 5 =  $\alpha$  forcée
- Mode de contrôle : 6 = contrôle d'angle d'extinction

**Interprétation**

À partir  $t=0.7s$  en applique un court-circuit triphasé côté onduleur, les différents résultats de simulation montre que les tensions alternatives côté onduleur chute à zéro et par conséquent la tension continue  $V_{dL}$  diminué et le courant  $I_{dL}$  augmente jusqu'au la valeur 2 pu. Pendant ce défaut le redresseur maintien en régulation de courant (mode de contrôle =1), pour diminuer le courant continu  $I_{dL}$  en augmentant l'angle d'amorçage de redresseur et dans ce cas redresseur passe en fonctionnement onduleur (mode de contrôle=3), le courant continu  $I_{dL}$  diminu jusqu'au la valeur minimale 0.3 pu. les tensions alternatives côté redresseur sont déformé et diminue par rapport à la valeur nominale puis prend l'état initiale.

Durant la période de défaut, la tension continue oscille autour de la valeur zéro. Après la disparition du défaut à  $t=0.78s$ , on remarque une surtension côté onduleur atteint 1.4 pu. Lorsque la tension continue augmente et dépasse la valeur 0.6 pu, à ce moment l'onduleur en régulation de courant essaye d'augmenter et ramène lentement le courant à sa valeur nominale.

### IV.3. Conclusion

Les différentes simulations réalisées dans ce chapitre sont présentés en deux parties :

Premièrement, nous venons présenter les résultats d'une analyse de stabilité transitoire accomplie en présence des dispositifs suivants : SVC, TCSC, STATCOM. L'utilisation de ces dispositifs permet d'améliorer de façon remarquable la marge de la stabilité de notre réseau. L'amélioration apportée par ces dispositifs en termes d'augmentation du temps critique d'élimination du défaut ainsi que l'influence de leurs emplacements.

Dans la deuxième partie, D'après les résultats de simulations, on peut conclure qu'un onduleur est plus sensible à un défaut monophasé qu'un redresseur. Tout effondrement de la tension à ses bornes, conduit à un raté de commutation, Ce défaut se traduit par une annulation temporaire de la puissance transmise et donne lieu à des surtensions sur les phases alimentant l'onduleur. En revanche, même si la tension d'une phase d'alimentation s'est annulée, un redresseur est capable d'assurer la conversion alternatif-continu.

Quelque soit le type de fonctionnement du convertisseur (redresseur ou onduleur), un court-circuit triphasé proche d'une station de conversion entraîne une annulation de la puissance transmise par ce que les commutations ne sont plus possibles. Durant les défauts affectant la ligne continue, le système de commande n'est pas capable d'annuler de lui même le courant de défaut, par l'action de système de protection le courant de défaut peut être ramené à zéro très rapidement. Cette action, exige, après détection du défaut, l'inversion de la tension continue en forçant le redresseur à fonctionner en onduleur.

## Conclusion Générale

Dans ce travail, nous avons montré l'efficacité des dispositifs FACTS sur la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique. D'une manière générale le choix des dispositifs FACTS, dépend des conditions d'application et de l'exécution désirées. Les FACTS sont utilisés pour le contrôle des transits, le contrôle de la tension, amortir les oscillations de puissance, et permet aussi la mesure du degré de stabilité ou d'instabilité du réseau pour une perturbation donnée.

En associant la première étude par la deuxième étude qui concerne de l'étude et la simulation du fonctionnement en régime perturbé d'une liaison à courant continu haute tension nous ont permis de bien comprendre les phénomènes d'interaction entre les deux systèmes CC et CA. En effet, un court-circuit du côté CC se traduit par une annulation temporaire au transit de puissance provoquant ainsi des surtensions dans le système alternatif adjacent. Ce genre de défaut peut être éliminé par un système de protection qui force le redresseur à basculer en onduleur durant un certain temps pour éliminer le défaut.

Lorsqu'un défaut transitoire se produit sur le réseau CA raccordé côté redresseur, la liaison HVDC peut connaître une perte de puissance. En cas de défaut monophasé poche, la liaison est capable d'acheminer une certaine puissance.

Les défauts côté onduleur se traduisent généralement par un raté commutation. Dans ces conditions, l'onduleur ne peut commuter. Cette défaillance de la commutation annule transitoirement la puissance échangée, elle cause également une surintensité dans les valves et retarde également la période de rétablissement du système HVDC après disparition de défaut. Pour assurer une exploitation continue, même lors de défaut CA, il est absolument nécessaire d'éviter ces ratés de commutation. Après détection de défaut, un angle prédéterminé est déduit, transitoirement, de l'angle d'amorçage maximal côté onduleur par le système de commande afin d'augmenter la marge de commutation.

Dans notre travail nous avons étudié les deux systèmes FACTS et HVDC indépendant l'un de l'autre, nous souhaitons que notre étude sera complété par la combinaison HVDC-FACTS simultanément, en tenant compte les trois intitulés suivants :

- Combinaison HVDC-FACTS.
- Combinaison HVDC-FACTS par la Commande MLI.
- Système HVDC multi machine.



Les paramètres de la machine synchrone :

$$R_s = 0.2498;$$

$$R_F = 0.6433;$$

$$R_D = 0.45747;$$

$$R_Q = 0.41637;$$

$$L_F = 0.030888;$$

$$L_d = 0.029852;$$

$$L_q = 0.01487;$$

$$L_D = 0.030981;$$

$$L_Q = 0.015882;$$

$$M_{FD} = 0.028895;$$

$$M_{Fd} = 0.028895;$$

$$M_{Dd} = 0.028895;$$

$$M_{Qq} = 0.013813;$$

$$P = 1;$$

$$j = 0.15;$$

$$f = 0;$$

$$\text{freq} = 50;$$

---

---

**Références Bibliographiques**

- [1] A. Benchaib, S. Poullain, J. Thomas. « Application d'une Approche de type Backstepping basée sur les Techniques de Lyapunov au Contrôle d'un Système HVDC » ALSTOM T&D, Power Electronics Research Team, 9 rue Ampère, 91345 Massy, France.
- [2] Vijay K. Sood. «HVDC and FACTS Controllers applications of static converters in power systems» e-Book ISBN 1-4020-7891-9. ©2004 Kluwer Academic Publishers.
- [3] D. Sahel, S. Sabry. « renforcement de la stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS » Thèse Magister, Université Setif.
- [4] Zidi Sid-Ahmed. « Contribution à l'étude des réseaux de transport d'énergie électrique à Courant Continu Haute tension (CCHT) en régime dynamique » Thèse Doctorat 2005, Sidi-Bel-Abbes.
- [5] Laurent Teppoz. « Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC. stabilité-contrôle des perturbations» 23 septembre 2005. Thèse doctorat de L'INPG.
- [6] T. Wildi, G. Sybille. Electrotechnique 4<sup>e</sup> edition.
- [7] Issarachai Ngamroo. «A Stabilization of Frequency Oscillations using a Power Modulation Control of HVDC Link in a Parallel AC-DC Interconnected System» Electrical Engineering Program Sirindhom International Institute of Technology Thammasat University, Pathumthani, 12121, Thailand.
- [8] P. Fischer. « Feasibility of HVDC for City Infeed » Licentiate Thesis (Stockholm 2003). Royal Institute of Technology Department of Electrical Engineering, Electric Power Systems.
- [9] W. Breuer, D. Povh, D. Retzmann. « Role of HVDC and FACTS in future Power Systems» Siemens AG, Germany XJ Group.
- [10] L. Weimers. « HVDC Light - a new technology for a better environment» ABB Power Systems.
- [11] «Modélisation et identification des processus» Techniques de l'ingénieur, R7140.
-

- [12] M. Samir et K. Mokhtar. «Identification d'une machine synchrone» Mémoire d'ingénieur ENP. Juin 2006.
- [13] P. Mayé. «Aide-mémoire Électrotechnique», DUNOD.
- [14] R. Abdessemed & M. Kadjoudj. «Modélisation des machines électriques», Presses de l'université de Batna, 1997.
- [15] «Licence EEA Module U6, Énergie et convertisseurs d'énergie» Université de Savoie.
- [16] Z. Ameer et Z. Nourdine. «Étude par simulation d'un moteur asynchrone alimenté par un onduleur de tension Multi niveaux» M'sila 2003 /2004.
- [17] H. Hamdaoui, Y. Ramdani. «Comparaison entre deux structures de FACT pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système de puissance». Centre de recherche universitaire, Sidi Bel-Abbès 22000 Algérie.
- [18] E. Gholipour Shahraki. «Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques» Thèse Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I. Octobre 2003.
- [19] S. Gerbex. «Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique», Thèse doctorat de l'EPFL 2003.
- [20] H. Ambriz-Pérez. «FACTS Modelling and Simulation in Power Networks» Comision Federal de Electricidad, Mexico.
- [21] S. Messalti. «Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par FACTS-TCSC». Setif 2009.
- [22] B. Brahim. «Contribution du SMES, Dispositif FACTS, à la Stabilisation d'un Réseau Électrique Haute Tension». Thèse magister de l'ENP.
- [23] E. Acha, H. Ambriz-Perez. «FACTS Modeling and Simulation in Power Networks» ©2004 John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England.

**OPTION : COMMANDE ELECTRIQUE**

**Proposé et dirigé par** : Monsieur : S. MESSALTI

**Présenté par** : MEKHALFIA Ramadhan

BAHRI Hamza

**Thème** :

**Résumé** :

L'utilisation d'un réseau électrique au plus près de ses limites peut entraîner son instabilité en cas de perturbation. L'amortissement du système peut être obtenu par l'absorption ou fourniture de la puissance active ou réactive, ce procédé fait par l'insertion des dispositifs FACTS.

La technologie du transport d'énergie à courant continu en haute tension HVDC est devenue aujourd'hui tout à fait facile et bien maîtriser, en fait l'étude et la simulation d'un système HVDC en régime normal et perturbé permis de bien comprendre les phénomènes d'interaction entre les deux systèmes continu et alternatif.

**Mots Clés** :

HVDC, Machine synchrone, FACTS, PSAT, Redresseur, Onduleur.