

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Ibn Khaldoun Tiaret

Faculté des Sciences et de la Technologie  
et Sciences de la Matière



## Mémoire

Présenté au Département des Sciences et Technologies  
en vue de l'obtention du titre de

## Magister

Ecole Doctorale de Génie Electrique  
Option: Analyse et Commande des Systèmes Electriques

Par

**BENASLA Mokhtar**

Ingénieur en Electrotechnique de l'Université Ibn Khaldoun Tiaret

*Thème*

---

# Apport du SMES comme stockage d'énergie aux performances de l'HVDC pour améliorer la stabilité d'un réseau électrique

---

Soutenu devant le jury composé de :

Président	: M. MIMOUNI Abdenbi	M.C.A	Université Ibn Khaldoun-Tiaret
Rapporteur	: M. MOUDJAHED Mohamed	M.C.A	Université Ibn Khaldoun-Tiaret
Examineurs	: M. MESLEM Youcef	M.C.A	Université Ibn Khaldoun-Tiaret
	M. ALLAOUI Tayeb	M.C.A	Université Ibn Khaldoun-Tiaret
	M. BOUKEZZI Larbi	M.C.A	Université Ziane Achour-Djelfa

Mémoire préparé au sein du Département de Génie Electrique – Tiaret 2011.

# *Dédicace*

*A ma mère, mon père et toute ma famille.*

*A mes collègues HABIB, NASSIM, HOUARI*

## **Remerciements**

*Je remercie vivement Mr M.MOUDJAHED, maître de conférence à l'université d'IBN KHALDOUN Tiaret, pour sa compétence, son encadrement et ses qualités humaines, tout au long de la préparation de ce travail, comme aussi je lui témoigne toute ma reconnaissance pour les conseils et les orientations qu'il m'a prodigués et de m'avoir fait profiter de son expérience dans le domaine du Génie Electrique.*

*Je remercie sincèrement Monsieur MIMOUNI Abdenbi, pour le grand honneur d'avoir accepté de présider le jury de soutenance.*

*Mes vifs remerciements vont également à Messieurs MESLEM Youcef, ALLAOUI Tayeb et BOUKEZZI Larbi d'avoir accepté d'examiner mon travail et d'être membres du jury de soutenance.*

*Je tiens tout particulièrement à remercier les enseignants du Département de Génie Electrique pour leur disponibilité et encouragement, surtout Monsieur ALLAOUI Tayeb ainsi que tous les enseignants qui ont contribué à ma formation.*

*Enfin, je remercie toutes celles et tous ceux qui ont, de près ou de loin, contribué à l'élaboration de ce travail.*

## *Acronymes*

AC :	Alternating Current
DC :	Direct Current
HVDC :	High Voltage Direct Current
B-T-B	Back-To-Back
IGBT :	Insulated Gate Bipolar Transistors
GTO :	Gate Turn Off
VSC :	Voltage Source Converter
CSC :	Current Source Converter
VDCL :	Voltage Dependent Current Limit
LCCDT :	Limitation de la Consigne de Courant Dépendant de la Tension
FACTS :	Flexible Alternating Current Transmission Systems
SMES :	Superconducting Magnetic Energy Storage
CCHT :	Courant Continu à Haute Tension
CC :	Courant Continu
CA :	Courant Alternatif
PSS :	Power System Stabilizer
AVR :	Automatic Voltage Regulator

## Résumé

La stabilité des réseaux électriques devient une des préoccupations majeures pour les fournisseurs d'électricité. De nos jours, les systèmes de transport d'énergie en courant continu à haute tension HVDC sont de plus en plus considérés dans la transmission de puissance. L'objectif de notre travail est d'assurer la stabilité d'un système monomachine soumis à un court circuit triphasé. Nous présentons une méthode pour utiliser le contrôle rapide de puissance active d'une liaison HVDC, ce qui peut être utilisé pour moduler le flux de puissance pour produire suffisamment d'énergie de décélération pour assurer la stabilité du réseau. Nous étudions également l'effet du SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) quand il est associé à l'HVDC sur le comportement du réseau perturbé pour évaluer l'apport de sa capacité de stockage d'énergie sur la stabilité du système. On montre que l'association des deux dispositifs a un impact bénéfique sur la stabilité du réseau.

**Mots clés:** HVDC, SMES, LCCDT, Stabilité des réseaux électriques, Convertisseur de puissance, Modulation de puissance.

## ملخص

إن استقرار الشبكات الكهربائية أصبح من أهم الأهداف بالنسبة لمنتجي الكهرباء. في أيامنا هذه أصبحت أنضمة نقل الطاقة باستعمال التيار المستمر العالي التوتر أكثر استعمالا في نقل الطاقة الكهربائية. نسعى في هذا العمل إلى ضمان استقرار مولد كهربائي متصل بشبكة لا محدودة و هذا بعد تعرضه لاضطراب شديد. قمنا بتقديم طريقة لاستعمال التحكم السريع لطاقة الفعالة المنقولة بواسطة التيار المستمر ذو التوتر العالي التي يمكن أن تعدل لخلق طاقة تباطؤ كافية لاستقرار الشبكة. بتساوي مع ذلك قمنا بدراسة تأثير الفائف فائقة التوصيل المخزنة للطاقة على سلوك شبكة كهربائية أحادية المولد مع نظام لنقل الطاقة باستعمال التيار المستمر العالي التوتر بعد تعرضها لاضطراب لتقدير مساهمة قدرتها التخزينية للطاقة على استقرار النظام. نبين بأن الجمع بين هذين النظامين له تأثير ايجابي على استقرار الشبكة.

**كلمات مفتاحية:** تيار مستمر العالي التوتر ؛ الفائف فائقة التوصيل المخزنة للطاقة؛ تحديد مرجع التيار تبعا للتوتر؛ استقرار الشبكة الكهربائية؛ محول للطاقة؛ تعديل الطاقة.

## Abstract

The stability of power systems becomes a major concern for suppliers of electricity. Nowadays, High Voltage Direct Current (HVDC) systems are increasingly viewed in a transmission power, the objective of our work is to ensure the stability of a generator connected to an infinite bus at important disruption. We have presented a method for using the rapid control of active power of a HVDC link, which can be used to modulate the flow of power to produce enough deceleration energy to solve the stability of network, we also study effect of the SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) on the behavior of a network with HVDC transmission subject to disturbance. One shows that the association of the two devices has a beneficial impact on the stability of the network.

**Keywords:** HVDC, SMES, VDCOL, Stability of the electric networks, Power converter, Power modulation.

## **Tables des matières**

<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>10</b>
<b>CHAPITRE I : PRESENTATION DES SYSTEMES CCHT.....</b>	<b>13</b>
I.1 Introduction .....	14
I.2 Fonctionnement .....	14
I.3 Historique .....	15
I.4 Comparaison entre la transmission CA et CC .....	15
I.4.1 Évaluation De Coûts de la transmission .....	16
I.4.2 Evaluation De Considérations Techniques .....	16
I.4.3 Problèmes de transmission par courant continu .....	17
I.5 Types de systèmes de transport CCHT .....	18
I.5.1 Configuration Monopolaire .....	18
I.5.2 Configuration bipolaire .....	18
I.5.3 Liaisons "dos-à-dos" (back-to-back).....	19
I.6 Types de convertisseurs .....	19
I.7 Conclusion .....	21
<b>CHAPITRE II : FONCTIONNEMENT D'UN CONVERTISSEUR TRIPHASES A THYRISTORS.....</b>	<b>22</b>
II.1 Introduction .....	23
II.2 Principe de fonctionnement .....	23
II.2.1 Principe de fonctionnement en mode redresseur .....	24
II.2.2 Principe de fonctionnement en mode onduleur .....	30
II.3 Période de commutation .....	33
II.3.1 Commutation naturelle .....	34
II.3.2 Chute de tension redressée et facteur de puissance .....	36
II.3.3 Angle de marge .....	37
II.4 Les harmoniques .....	39
II.4.1 Harmonique coté CA .....	39
II.4.2 Harmonique coté CC .....	39
II.5 Système de conversion à 12 pulsations .....	39
II.6 Conclusion .....	43

<b>CHAPITRE III : COMMANDE DES SYSTEMES CCHT.....</b>	<b>44</b>
III.1 Introduction .....	45
III.2 Notions de base de contrôle d'un système CCHT .....	45
III.3 Caractéristique courant-tension en régime permanent d'un système CCHT.....	46
III.4 Structure hiérarchique d'un système de commande CCHT.....	50
III.4.1 Consigne de courant du redresseur $I_r$ .....	50
III.4.2 Contrôle de courant du redresseur .....	51
III.4.3 Système de commande de l'onduleur .....	51
III.5 Etude et simulation d'un système de transport à courant continu .....	52
III.5.1 Système étudié .....	52
III.5.2 Résultats de la simulation .....	54
III.5.2.1 Test de fonctionnement en situation normale .....	54
III.5.2.2 Optimisation des performances des régulateurs .....	55
III.5.2.2.1 Test de la réponse en courant.....	56
III.5.2.2.2 Test de la réponse en tension.....	58
III.5.2.3 Performance du système en cas de perturbation.....	60
III.5.2.3.1 Simulation d'un défaut triphasé coté onduleur.....	62
III.5.2.3.1.1 Simulation d'un défaut de durée 100 ms.....	62
III.5.2.3.1.2 simulation d'un défaut de durée 400 ms.....	64
III.5.2.3.2 simulation d'un défaut triphasé coté redresseur.....	66
III.5.2.3.2.1 Simulation d'un défaut de durée 100 ms.....	66
III.5.2.3.2.2 Simulation d'un défaut de durée 400 ms.....	68
III.5.2.3.3 Défaut sur la ligne CCHT coté redresseur.....	69
III.5.2.3.3.1 Simulation d'un défaut de durée 100 ms.....	70
III.5.2.3.3.2 Simulation d'un défaut de durée 200 ms.....	72
III.5.2.3.4 Défaut sur la ligne CCHT coté onduleur.....	74
III.5.2.3.4.1 Simulation d'un défaut de 100 ms.....	74
III.5.2.3.4.2 Simulation d'un défaut de durée 200 ms.....	76
III.5.2.3.5 système de protection.....	77
III.6 Conclusion.....	81



**CHAPITRE IV : APPORT DU CCHT A L'AMELIORATION DE LA STABILITE  
TRANSITOIRE DES RESEAUX ELECTRIQUE.....82**

IV.1 Introduction .....	83
IV.2 Architecture des réseaux électriques .....	83
IV.3 Stabilité des réseaux électriques .....	85
IV.3.1 Classification de la stabilité d'un réseau électrique .....	85
IV.3.1.1 Stabilité des angles.....	87
IV.3.1.2 Stabilité de la tension.....	87
IV.3.1.3 Stabilité de la fréquence.....	87
IV.3.2 Etude de la stabilité transitoire d'un système monomachine.....	88
IV.3.2.1 Equation de mouvement du générateur.....	89
IV.3.2.2 Critère d'égalité des aires.....	90
IV.3.2.3 Système étudié.....	93
IV.3.2.3.1 Système non régulé.....	93
IV.3.2.3.2 Système régulé en tension (AVR).....	94
IV.3.2.3.3 Système régulé par CCHT.....	99
a) Simulations en régime permanent .....	102
b) Simulations en régime transitoire.....	103
IV.4 Conclusion .....	106

**CHAPITRE V : PERFORMANCE DU SMES.....107**

V.1 Introduction .....	108
V.2 Définition et principe de fonctionnement du SMES .....	108
V.3 Réseau étudié .....	112
V.3.1 Simulation d'un défaut triphasé de 230 ms sans modulation de puissance CC .....	113
V.3.2 Performance du SMES .....	114
V.4 Conclusion .....	116

**CONCLUSION GENERALE .....**117

**BIBLIOGRAPHIE.....**120

<b>ANNEXES.....</b>	<b>125</b>
Annexe A : Réseau CCHT.....	126
Annexe B : Réseau monomachine.....	128
Annexe C : AVR.....	129
Annexe D : PSS.....	130
Annexe E : SMES.....	131

## **Introduction Générale**

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Par ailleurs de plus en plus d'électricité est produite loin des agglomérations et donc contrainte de parcourir de grandes distances. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, la complexité des réseaux électriques augmente régulièrement et s'accompagne de fortes contraintes liées entre autres à la stabilité des réseaux. A cela, s'ajoute les problèmes liés à la libération du marché de l'électricité qui crée des scénarios variés de fonctionnement. Ces facteurs impliquent donc aussi un fonctionnement des systèmes au plus près de leurs limites tout en assurant une sûreté maximale. En outre, la qualité de la puissance électrique est devenue actuellement un grand souci pour les consommateurs et les fournisseurs. Par conséquent, des critères rigoureux de développement et de fonctionnement des réseaux sont exigés.

Dans ces conditions, la stabilité des systèmes de puissance devient une des préoccupations majeures pour les fournisseurs d'électricité. Ces systèmes doivent rester stables pour toutes les petites variations au voisinage des points de fonctionnement ainsi que pour des conditions sévères. Ceci conduit à l'élaboration de nouvelles méthodes de calcul utilisant de nouvelles technologies permettant d'améliorer la stabilité des systèmes afin qu'ils puissent fonctionner au plus près de leurs limites. Les dispositifs HVDC (High Voltage Direct Current) font partie de ces outils qui permettent aux réseaux de surmonter certains problèmes. En effet, la mise au point de thyristors de grande puissance et de systèmes de commande sophistiqués ont permis des avancées considérables dans le transport d'énergie à courant continu en haute tension (CCHT). Ce système s'avère plus avantageux comparé au transport à courant alternatif (CA) lorsqu'il faut transporter de grandes puissances sur de grandes distances. Un autre avantage de l'HVDC est de permettre la connexion de deux réseaux à CA fonctionnant à des fréquences différentes. L'ajout donc d'une liaison CCHT parallèle aux lignes CA a pour avantage de renforcer la capacité de transit d'un réseau et de le stabiliser [28]. L'impact bénéfique de ce type de dispositif sur le réseau est amélioré quand il est associé au SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage). L'étude de la contribution de ces outils, HVDC et SMES, dans la conduite d'un réseau est l'objet de notre travail. Nous tentons ici de montrer dans quelle mesure l'association de ces deux types de dispositifs peut avoir une influence bénéfique sur la stabilité du système. Nous avons structuré ce travail comme suit.

Dans le premier chapitre, nous exposons les principes de base et les applications du Système de transport d'énergie CCHT, Nous présenterons ensuite les différentes configurations et les

types de convertisseurs que nous pouvons rencontrer pour ces systèmes.

Dans le deuxième chapitre, nous étudions le convertisseur CSC. Nous expliquons le principe de fonctionnement en mode redresseur et en mode onduleur de ce type de convertisseur.

Dans le troisième chapitre, nous exposons les principes de base et les applications de commande de ce mode de transport utilisé dans le monde.

Dans le quatrième chapitre, nous étudions la stabilité transitoire d'un alternateur connecté à un réseau infini lors d'une grande perturbation. Nous étudions l'impact du système CCHT sur la stabilité du réseau perturbé.

Dans le cinquième chapitre, nous étudions l'effet du SMES sur le comportement du réseau perturbé en présence du système CCHT.

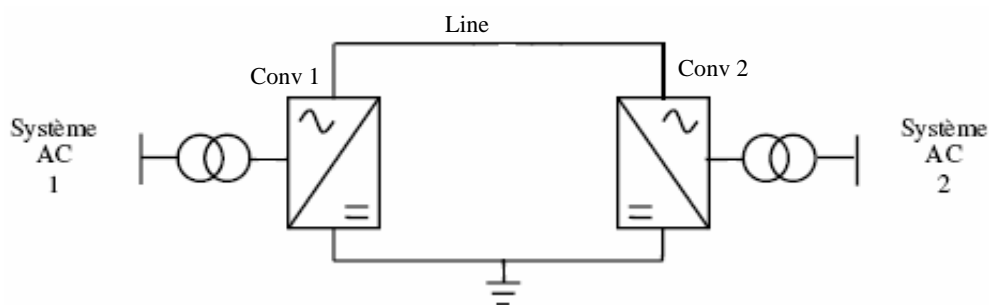
**Chapitre I :**  
**Présentation des systèmes CCHT**

## I.1 Introduction

Dans les années 1950[2], avec le développement des interrupteurs au mercure, les systèmes de transport d'énergie en courant continu à haute tension (CCHT) dit (HVDC : High Voltage Direct Current) sont devenus attractifs pour les transmissions de puissance longue distance. Dans ce chapitre nous exposons les principes de base et les applications de ce mode de transport, nous montrons dans quelles conditions la considération des systèmes CCHT est bénéfique dans la transmission de puissance et ce par rapport à un système de transmission en courant alternatif. Nous présenterons ensuite les différentes configurations et les types de convertisseurs que nous pouvons rencontrer dans ce type de transmission CCHT.

## I.2 Fonctionnement

Le principe de fonctionnement des systèmes CCHT peut être résumé de la manière suivante : la puissance alternative fournie par une (ou plusieurs) sources est dans un premier temps transformée en une puissance continue. Un convertisseur (redresseur) assure l'opération. La puissance continue transite ensuite par l'intermédiaire d'une ligne de transmission et, finalement, un autre convertisseur (onduleur) transforme cette puissance continue en une puissance alternative délivrée à une ou plusieurs charges.



**Figure I.1** Système de transport d'énergie CCHT

Généralement, le redresseur et l'onduleur sont symétriques et réversibles c'est-à-dire qu'ils peuvent échanger leur rôle. Historiquement, le redresseur et l'onduleur ont d'abord été réalisés avec des ampoules à vapeur de mercure. De nos jours, ils sont majoritairement réalisés avec des thyristors, quelquefois avec des transistors IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors).

### I.3 Historique

La première transmission de puissance utilisant les systèmes CCHT a été commercialisée en 1954[1]. Il s'agissait d'une interconnexion entre l'île de Gotland et le continent (Suède). Elle était réalisée par l'intermédiaire d'un câble sous-marin de 96 km de long, assurant un transport de puissance de 20 MW avec une tension nominale de 100 kV. Il y a actuellement plus de 50 systèmes CCHT qui opèrent à travers le monde et beaucoup d'autres sont en phase de conception ou de construction. Le tableau suivant donne quelques installations CCHT actuellement en exploitation [1] :

Nom	Année	Puissance (MW)	Tension continue (kV)	Longueur de la ligne (km)	Emplacement
Gotland	1954	20	+/-100	96	Suède
Inter Island	1965	600	+/-250	609	Nouvelle Zélande
Nelson river I	1972	1620	+/-450	892	Canada
Square butte	1977	500	+/-250	749	USA
Inga-Shaba	1982	560	+/-500	1700	Congo
McNeil	1989	150	42	B-T-B	Canada
Hydro Quebec-New England	1990	2000	+/-450	1500	Canada-USA
Haenam-Cheju	1993	300	+/-180	100	Corée du Sud
Tsq-Beijao	1997	1800	500	903	Chine

### I.4 Comparaison entre les transmissions à courant alternatif (CA) et à courant continu (CC)

Une évaluation des coûts de transmission, des considérations techniques, la fiabilité et la disponibilité offerte par les solutions de transmission est nécessaire pour faire un choix entre les deux types de transmission CA ou CC.



### I.4.1 Évaluation des coûts de la transmission

Lorsque les deux types de transmissions sont envisageables, la décision finale est prise en fonction du coût total des deux alternatives. Ce coût inclut entre autres celui des lignes (conducteurs, isolateurs, pylône) et celui de l'exploitation. Dans les conditions indiquées par T. Laurent [2], la figure 2.1 montre que le coût d'une transmission CCHT est plus faible que celui d'une transmission CA pour des distances supérieures à 500 km.

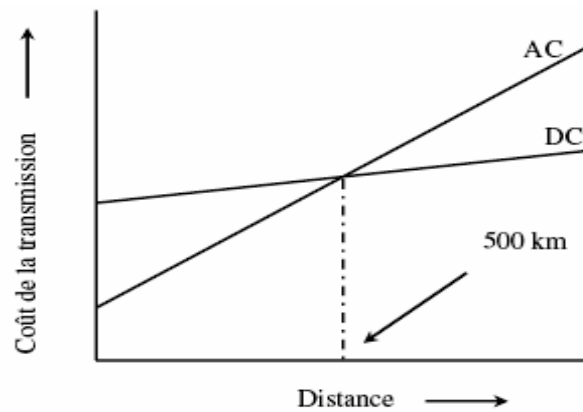


Figure I.2 Coût d'une transmission en fonction de la longueur d'une ligne

### I.4.2 Evaluation des considérations techniques [3]

Les avantages du transport d'énergie en CCHT sont résumés ci-dessous :

- **Alimenter et stabiliser un réseau à courant alternatif**

La commande de la puissance à C.C peut se faire beaucoup plus rapidement. Par exemple, on peut en moins d'une seconde inverser des puissances de plusieurs centaines de mégawatts. La rapidité des systèmes de commande permet aussi de limiter les courants de court-circuit à des valeurs bien inférieures à celles rencontrées sur un réseau à CA. Enfin, cette réponse rapide permet d'utiliser une ligne à C.C pour alimenter et stabiliser un réseau à courant alternatif. Lorsque le réseau à C.A est sur le point de devenir instable suite à une perturbation, on peut moduler la puissance à C.C de façon à amortir les oscillations.

- **Transporter l'énergie sur des grandes distances**

La capacitance des câbles limite le transport à CA à des distances de quelques dizaines de kilomètres. Au-delà de cette limite, la puissance réactive générée par les câbles excède même sa propre capacité. Comme la capacitance n'intervient pas lorsque la tension est continue, il n'existe, en théorie, aucune limite à la longueur des lignes et des câbles transportant l'énergie en C.C. 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.

- **L'interconnexion asynchrone de deux systèmes d'alimentation**

On ne peut relier deux réseaux que s'ils fonctionnent à la même fréquence. De plus, l'échange de puissance dans le transport CA est imposé par la réactance de la ligne et le déphasage des tensions entre les deux extrémités. Par contre, la fréquence, la réactance et le déphasage n'interviennent pas dans le transport à C.C seules la résistance de la ligne et la différence des tensions entre les deux extrémités détermine la puissance transitée.

### **I.4.3 Problèmes de transmission par courant continu**

La demande de transmission d'énergie CCHT est limité par des facteurs tels que:

- a) Haut coût de l'équipement de conversion,
- b) Incapacité d'utiliser des transformateurs pour modifier les niveaux de tension,
- c) Génération des harmoniques,
- d) Besoin d'une source de puissance réactive
- e) Complexité des contrôles.

Au fil des ans, il y a eu des avancées significatives de technologie à courant continu, qui ont permis de pallier les inconvénients énumérés ci-dessus, sauf pour l'inconvénient cité en b. Les progrès de la technologie à courant continu sont les suivants:

- augmentation de la côte d'une cellule de thyristor qui constitue une valve,
- système de conversion à 12 pulsations.
- utilisation de la commutation forcée.

## I.5 Types de systèmes de transport d'énergie CCHT

Ils peuvent être classifiés en trois catégories :

### I.5.1 Configuration monopolaire

Elle utilise un seul conducteur et le chemin de retour est assuré par la terre ou l'eau. Le retour par la mer réduit le coût de l'interconnexion puisqu'un seul câble suffit entre les deux stations de conversion. A la place d'un retour par la terre, un conducteur métallique peut être utilisé lorsque la résistivité de la terre est trop importante, ou pour éviter la corrosion des conduites ou autres structures métalliques à proximité. Une configuration monopolaire est montrée dans la figure I.3.

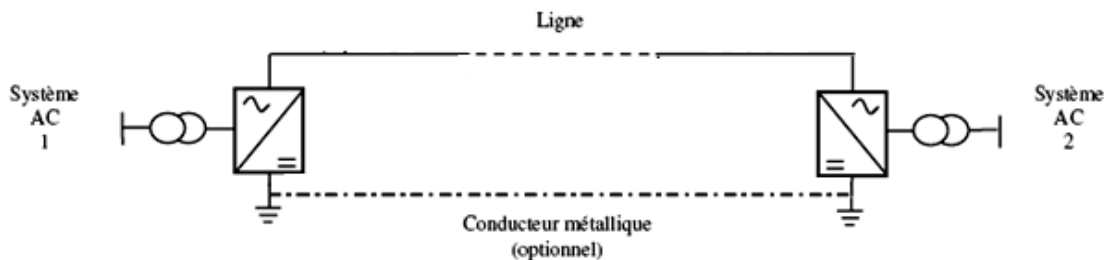
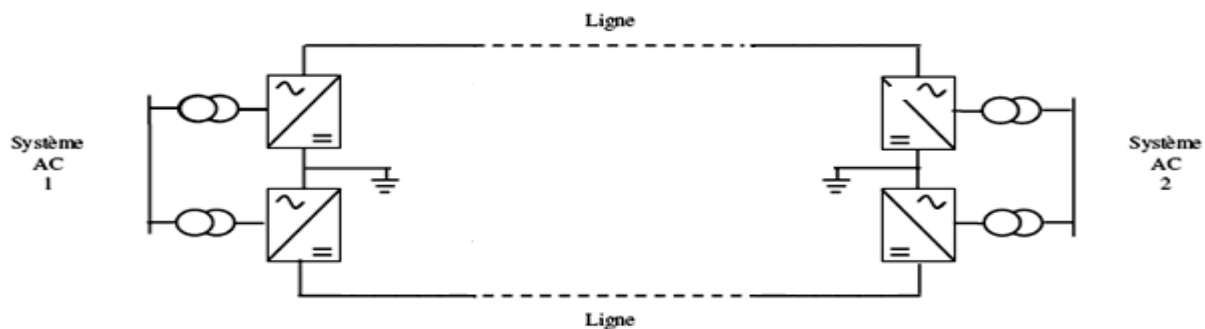


Figure I.3 Configuration monopolaire

### I.5.2 Configuration bipolaire

La plupart des lignes à C.C sont du type bipolaire. Elles sont composées d'une ligne positive ou « pôle positif » et d'une ligne négative ou « pôle négatif » avec une mise à la terre commune. La ligne bipolaire offre plusieurs avantages :

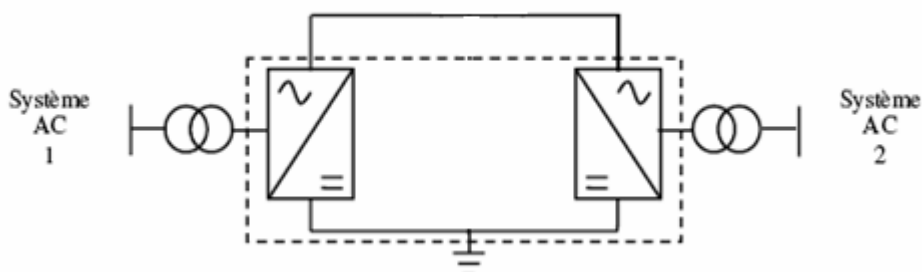
- En régime normal, le courant dans le sol est faible. Par conséquent, la corrosion des tuyaux et des structures métalliques souterrains est minimisée.
- Les pylônes portent deux conducteurs, cela permet de doubler la puissance transportée,
- Si l'on doit mettre une des lignes hors service, l'autre peut continuer à transiter sa pleine puissance et fournir à la charge la moitié de la puissance habituelle.



**Figure I.4** Configuration bipolaire

### I.5.3 Liaisons "dos-à-dos" (back-to-back)

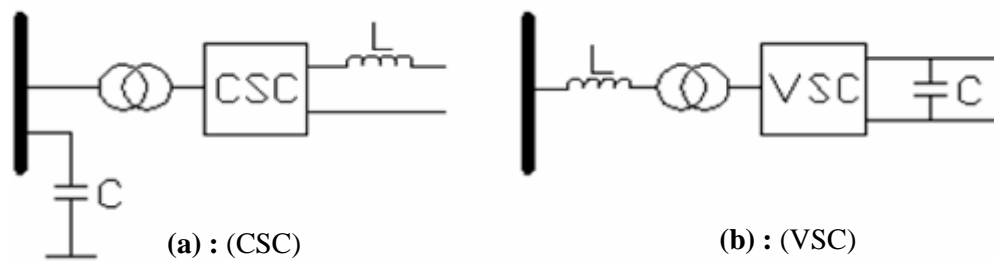
Dans un système de transmission de puissance "dos-à-dos", le redresseur (convertisseur CA - CC) et l'onduleur (convertisseur CC - CA) sont localisés dans une même station, c'est-à-dire un même bâtiment. Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes CA asynchrones qui peuvent opérer à des fréquences nominales différentes. Ce type de configuration est utilisé par exemple au Japon où deux systèmes avec les fréquences différentes (50 et 60 Hz) sont interconnectés.



**Figure I.5** Liaisons "dos-à-dos"

### I.6 Types de convertisseurs

Un système de transport d'énergie CCHT nécessite un convertisseur électronique pour convertir l'énergie électrique à partir d'un système CA à un système CC ou vice versa. Deux types du convertisseur triphasés principaux existent : le convertisseur de source de courant (CSC : Current Source Converter) (Fig. I.6.a) et le convertisseur de source de tension (VSC : Voltage Source Converter) (Fig. I.6b) [1,4]:



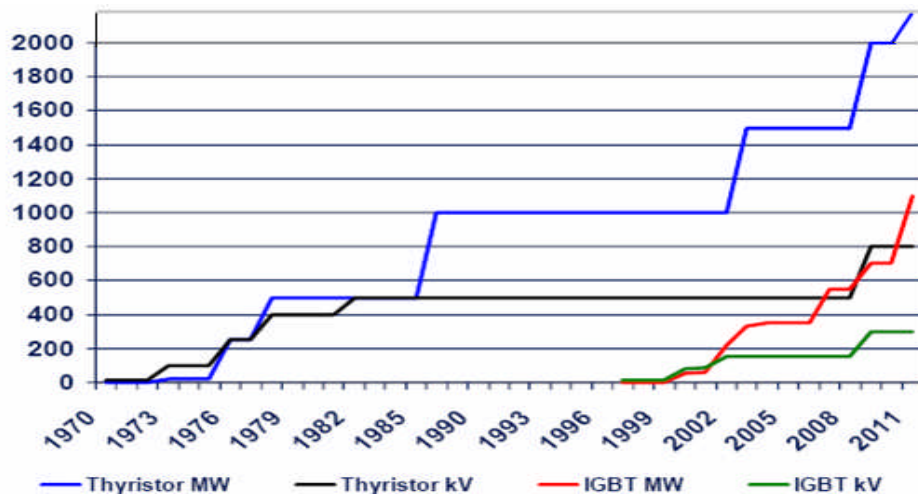
**Figure I.6** Types de convertisseurs

Au cours de la période 1950-1990, les systèmes CCHT utilisaient la configuration du CSC presque exclusivement. La technologie du transport CSC à valves à vapeur de mercure avait beaucoup progressé en quelques années, mais elle présentait encore des faiblesses. Cette technologie est utilisée du début des années 1950 jusqu'aux années 1970 où l'invention des thyristors a offert de nouvelles perspectives aux industriels, notamment dans le domaine du transport d'énergie CCHT utilisant la technologie CSC. Depuis 1990, les thyristors ont été remplacés par des convertisseurs à source de tension avec des semi-conducteurs à la fois blocables et amorçables (IGBT, GTO : Gate Turn-Off thyristor). Ces derniers offraient de très nombreux avantages pour la commande des systèmes de transport d'énergie en CCHT. Le choix entre les deux configurations (CSC, VSC) est basé sur des facteurs économiques et techniques. Le tableau suivant résume les caractéristiques de chacune des options [5].

	<b>CSC</b>	<b>VSC</b>
<b>Tension maximale</b>	+/- 600 kV	+/- 150 kV
<b>Puissance maximale</b>	3150 MW	350 MW

Des dispositifs CSC de tension +/- 800 kV et de puissance 6400 MW et des dispositifs VSC de tension +/- 300 kV et de puissance 1100 MW sont actuellement à l'étude [5].

La figure I.7 montre le niveau de développement technologique des deux options au cours du temps



**Figure I.7** Développement technologique des deux types de convertisseur

## I.7 Conclusion

Nous avons présenté les systèmes CCHT en général, expliqué les raisons pour lesquelles la considération des systèmes CCHT apporte un intérêt dans la transmission de puissance et ce par rapport à un transport en courant alternatif. Les avantages et les inconvénients du système ont été évoqués ainsi que les différentes configurations et les types des convertisseurs. Nous nous intéresserons tout particulièrement dans la suite de notre étude à la configuration monopolaire de type CSC.

**Chapitre II :**  
**Fonctionnement d'un convertisseur triphasé à**  
**thyristors**

## II.1 Introduction

Le type du convertisseur principal à utiliser pour des puissances élevées dans la transmission d'énergie CCHT est le CSC. C'est aussi le système utilisé dans les plupart des installations CCHT dans le monde. Le type CSC utilise comme dispositifs de commutation des valves de thyristors connectées en pont triphasé et ce pour les deux types de convertisseurs : redresseur et onduleur.

Dans ce chapitre, nous étudions le convertisseur CSC, nous expliquons son principe de fonctionnement en mode redresseur et en mode onduleur. Les équations de courants, de tensions, et puissances associées à ce type de convertisseur sont présentées. Des simulations sont effectuées pour confirmer le comportement des convertisseurs utilisés.

## II.2 Principe de fonctionnement

Une valve est une combinaison de thyristors qui sont montés en série et en parallèle pour supporter de fortes tensions et de forts courants [1, 4]. Le réseau alternatif est modélisé par trois sources de tension alternatives sinusoïdales. Les trois tensions  $v_a$ ,  $v_b$  et  $v_c$  forment un système triphasé équilibré. Le circuit à étudier, correspondant à ces hypothèses, est représenté sur la figure II.1.  $V_d$  est la tension continue, La charge est représentée par une résistance  $R$ , et l'inductance de lissage  $L$ .

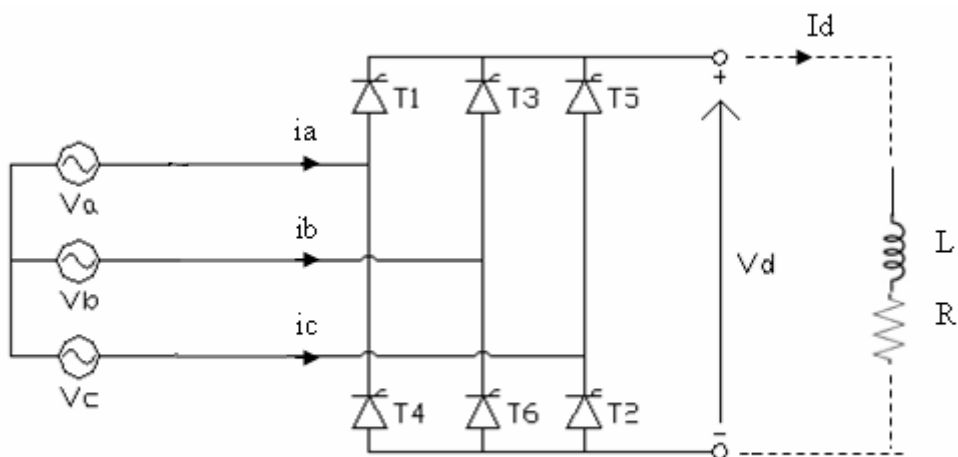


Figure II.1 Convertisseur à 6 pulsations

La cellule de commutation positive regroupe les trois thyristors T1, T3 et T5. La cellule de



commutation négative regroupe les trois autres thyristors T4, T6 et T2. La période de conduction de chaque interrupteur est retardé d'un angle  $\alpha$  identique pour tous et appelé angle d'amorçage, le blocage étant assuré par la mise en conduction du suivant. A cet instant, il faut que la tension aux bornes du thyristor soit positive, pour que l'envoi, par la commande d'une impulsion de courant dans la gâchette provoque la mise en conduction.

Comme on peut initier la conduction à tout moment appropriée, les thyristors permettent de faire varier la tension continue lorsque le convertisseur fonctionne comme redresseur. De plus, en remplaçant la charge par une source à C.C le convertisseur peut aussi fonctionner comme onduleur. Ce sont ces deux modes de fonctionnement que nous allons maintenant analyser.

### II.2.1 Principe de fonctionnement en mode redresseur

Le fonctionnement du convertisseur est complètement décrit par la connaissance d'un certain nombre de grandeurs fondamentales fonction du temps. Ce sont :

➤ **les grandeurs d'entrée et de sortie**

- $V_a, V_b, V_c$  tensions sinusoïdales de la source de tension triphasée,
- $i_a, i_b, i_c$  courants de ligne du côté alternatif,
- $I_d$  courant côté continu,
- $V_d$  tension côté continu;

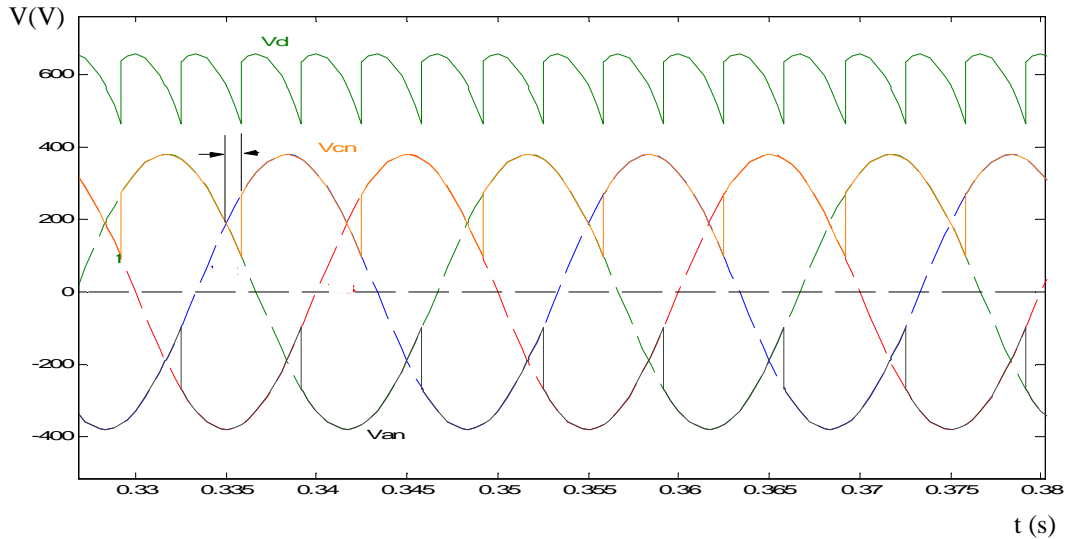
➤ **les grandeurs liées aux thyristors**

- $V_{Tj}$  tension aux bornes d'un thyristor  $T_j$  :  $j$  variant de 1 à 6
- $I_{Tj}$  courant dans un thyristor  $T_j$  :  $j$  variant de 1 à 6

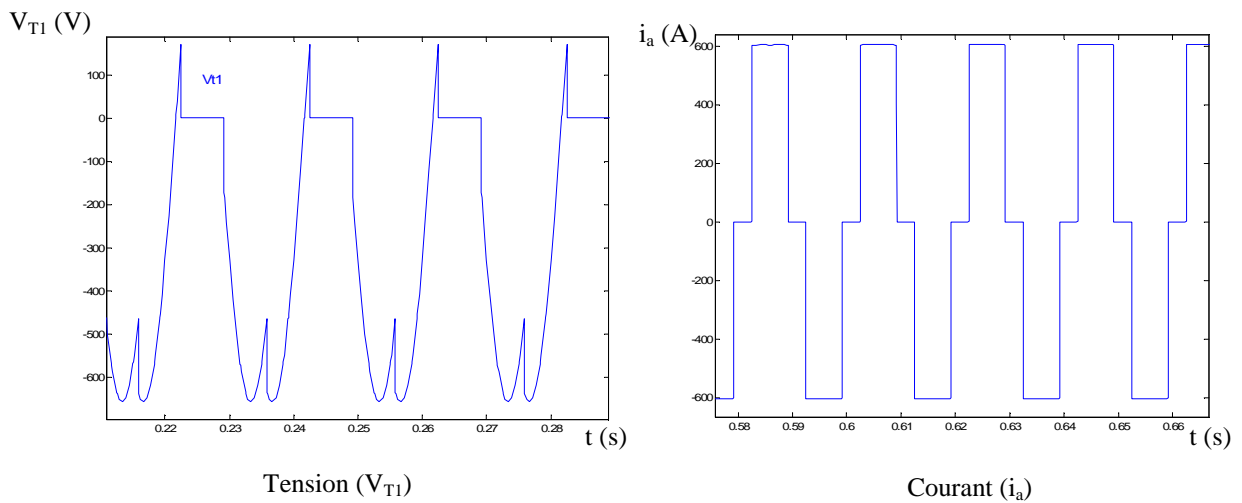
Ces grandeurs sont caractérisées par leur forme d'onde et des valeurs caractéristiques. Pour une valeur donnée de l'angle  $\alpha$ , il est alors possible de tracer, sur un diagramme temporel, les formes d'onde de ces grandeurs. Celles-ci sont représentées par les figures II.2 et II.3 pour un angle d'amorçage  $\alpha = 10^\circ$ .

Un redresseur parallèle double est constitué de deux redresseurs parallèles simples en série, l'un est monté en anodes communes et l'autre en cathodes communes. Le premier suit donc la plus négative des tensions du réseau  $V_{an}$ , et l'autre la plus positive  $V_{cn}$ . A tout instant, la tension de sortie  $V_d$ , est égale à  $V_{cn} - V_{an}$ , donc à la différence de potentiel entre les deux

sorties des redresseurs parallèles simples. L'allure des formes d'onde dans le cas d'un fonctionnement triphasé est donnée par les figures II.2 et II.3 ci-dessous : la figure II.2 montrant les variations des tensions  $V_{an}$ ,  $V_{cn}$ ,  $V_d$  et la figure II.3 montrant la tension  $V_{T1}$  et le courant dans la phase  $i_a$



**Figure II.2** Tensions moyenne  $v_a$ ,  $v_b$ ,  $v_c$  et les tensions  $V_{cn}$ ,  $V_{an}$  et  $V_d$



**Figure II.3** Tension  $V_{T1}$  et courant  $i_a$

La valeur moyenne de  $V_d$  est telle que:

$$V_d = V_{do} \cdot \cos \alpha \quad (\text{II.1})$$

$V_{do}$  est donné par l'équation ci-dessous :

$$V_{do} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot V_{LL} = 1.35 \cdot V_{LL} \quad (\text{II.2})$$

$V_{LL}$  : valeur efficace de la tension entre phases

$V_{do}$  : valeur maximale de la tension moyenne obtenue pour  $\alpha = 0$ .

Pour une amplitude constante de la tension côté alternatif, La valeur moyenne de  $V_d$  ne dépend que du facteur  $\cos \alpha$ .

La puissance active échangée :

$$P_d = V_d \cdot I_d = V_{do} \cdot I_d \cdot \cos \alpha \quad (\text{II.3})$$

L'angle de retard  $\alpha$  peut théoriquement varier de 0 à  $\pi$ . La puissance est positive pour  $0 < \alpha < \pi/2$ . Le convertisseur fournit de la puissance au côté continu ; il fonctionne en redresseur. Elle est négative pour  $\pi/2 < \alpha < \pi$ . Le convertisseur reçoit de la puissance du côté continu ; il fonctionne en onduleur. La structure idéale est donc continûment réversible en fonction de l'angle  $\alpha$ . En particulier, pour  $\alpha = \pi/2$ , la puissance active échangée est nulle. Il en résulte que pour un courant continu  $I_d$  donné, les courants alternatifs  $i_a, i_b, i_c$  dans les lignes triphasées conservent les mêmes formes d'ondes et la même valeur efficace donnée par l'équation:

$$I_{eff} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot I_d = 0.816 \cdot I_d \quad (\text{II.4})$$

Le courant porté par les lignes triphasées a donc une valeur efficace proportionnelle au courant continu ; elle n'est pas affectée par l'angle d'amorçage. Les courants débités par le réseau ne sont pas sinusoïdaux (Fig. II.3). En pratique, on ajoute des filtres côté alternatif du convertisseur pour éliminer les principaux harmoniques.

Compte tenu de la symétrie, la valeur efficace du fondamental s'écrit :

$$I_{eff \text{ fond}} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} \cdot I_d \quad (\text{II.5})$$

La puissance moyenne côté alternatif s'exprime par la relation :

$$P_{ca} = 3.V_{LL}.I_{LF}.\cos \varphi \quad (\text{II.6})$$

$I_{LF}$  : fondamental du courant de ligne

$P_{ca}$  : puissance cotée alternative

Le facteur de puissance est donné par la relation :

$$f_p = \cos \varphi \quad (\text{II.7})$$

où  $\varphi$  est le retard de phase du fondamental du courant de ligne sur la tension d'une même phase.

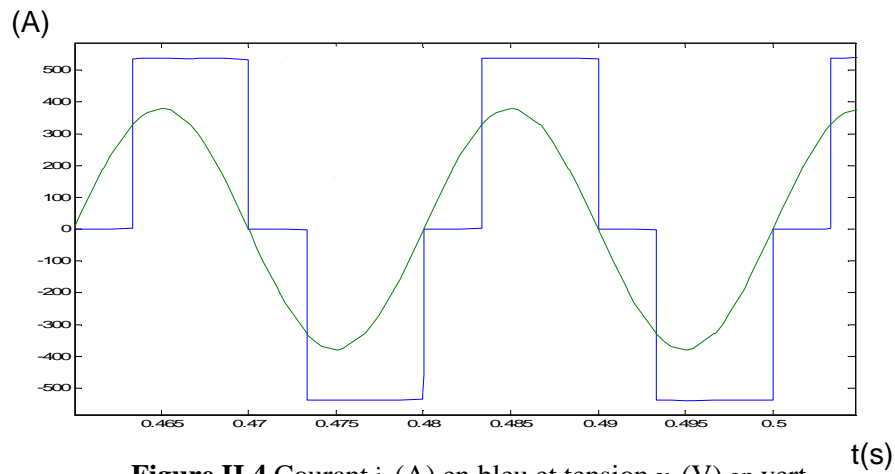
A partir les deux équations (II.3) et (II.6) on peut trouver que  $\varphi = \alpha$ . En particulier, pour  $\alpha = 0$ , le facteur de déphasage est nul, le fondamental du courant et la tension côté alternatif sont en phase. Pour un angle d'amorçage égal  $30^\circ$ , les courants se trouvent  $30^\circ$  en retard sur leurs tensions respectives comme montre la figure II.4. Le facteur de puissance est donc :

$$f_p = \cos 30^\circ = 0.866 \quad (\text{II.8})$$

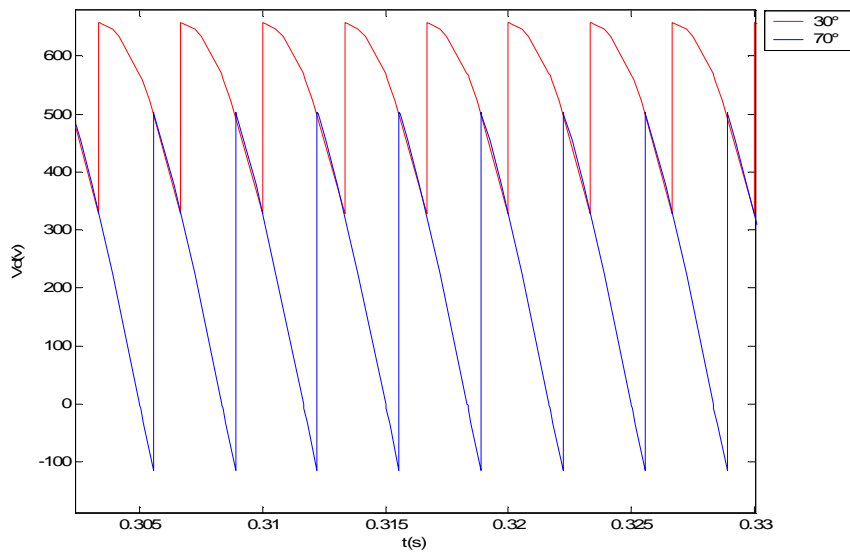
Comme le facteur de puissance est en retard, le convertisseur doit absorber une puissance réactive du réseau auquel il est raccordé [3]. Cette puissance réactive est telle que :

$$Q = P \tan \alpha \quad (\text{II.9})$$

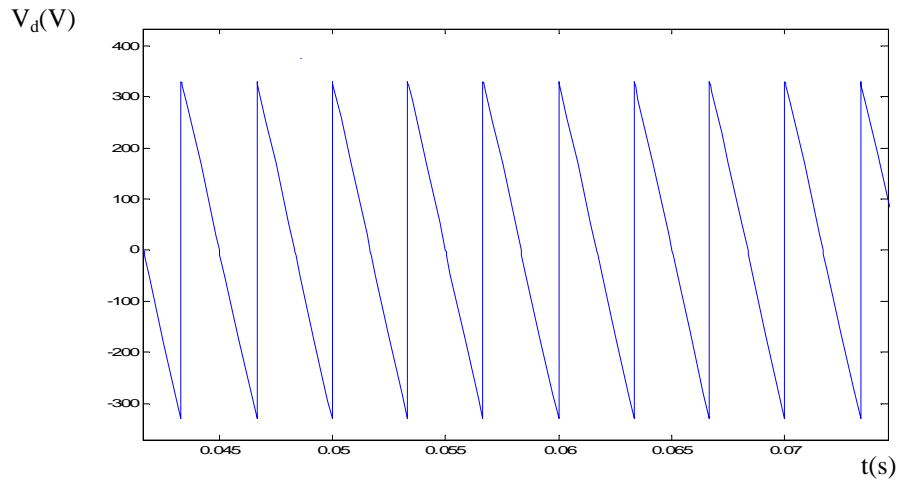
La puissance réactive est absorbée aussi bien en mode onduleur qu'en mode redresseur



L'équation (II.1) révèle que la valeur moyenne de  $V_d$  diminue à mesure que  $\alpha$  augmente. La figure II.5 obtenue pour  $\alpha = 30^\circ$  et  $\alpha = 70^\circ$  montre l'ondulation dans  $V_d$  augmente à mesure que la valeur moyenne diminue si  $\alpha$  est augmenté.

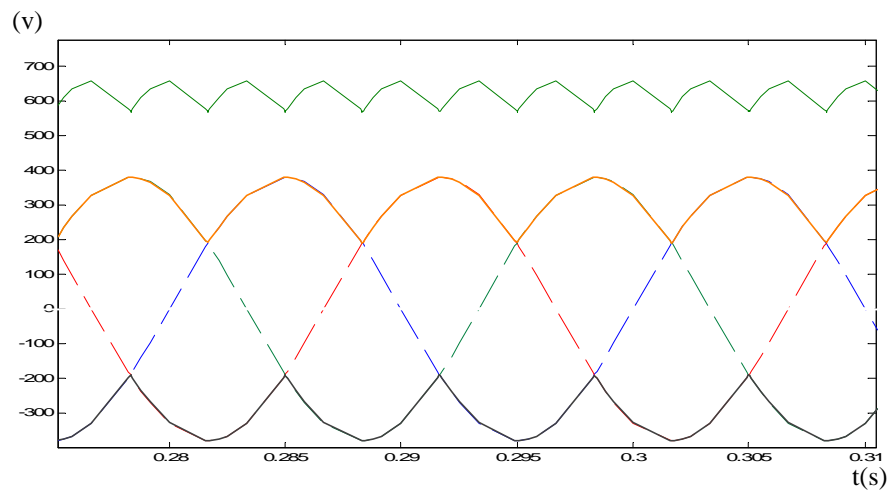


Pour  $\alpha = 90^\circ$  la valeur moyenne de  $V_d$  est nulle comme la montre la figure II.6



**Figure II.6** Tension  $V_d$  pour  $\alpha = 90^\circ$

Pour  $\alpha = 0^\circ$  (Fig.II.7) le convertisseur des thyristors fonctionne comme un convertisseur des diodes.  $V_d = V_{do}$



**Figure II.7** Tension  $V_d$  et  $v_{an}$  et  $v_{cn}$  pour  $\alpha = 0^\circ$

Lorsque le convertisseur contrôlé agit comme redresseur, l'angle d'amorçage est limité à une valeur inférieure limite  $\alpha_{min}$  égale à  $5^\circ$  [1]. Autrement, les fluctuations normales de la tension à CA pourraient provoquer un amorçage intempestif, produisant une discontinuité dans les tensions et courants redressés [1].

Lorsque le convertisseur fonctionne comme un onduleur, l'angle d'amorçage est limité à une valeur maximale de  $165^\circ$  ( $\alpha_{max}$ ). Si l'on dépasse ce seuil, on risque de provoquer le phénomène de reconduction [3, 8]. Dans ces conditions les courants augmentent rapidement, provoquant en quelques cycles l'ouverture des dispositifs de protection.

La figure II.8 montre, pour le thyristor T1, les zones permise et non permise de

fonctionnement.

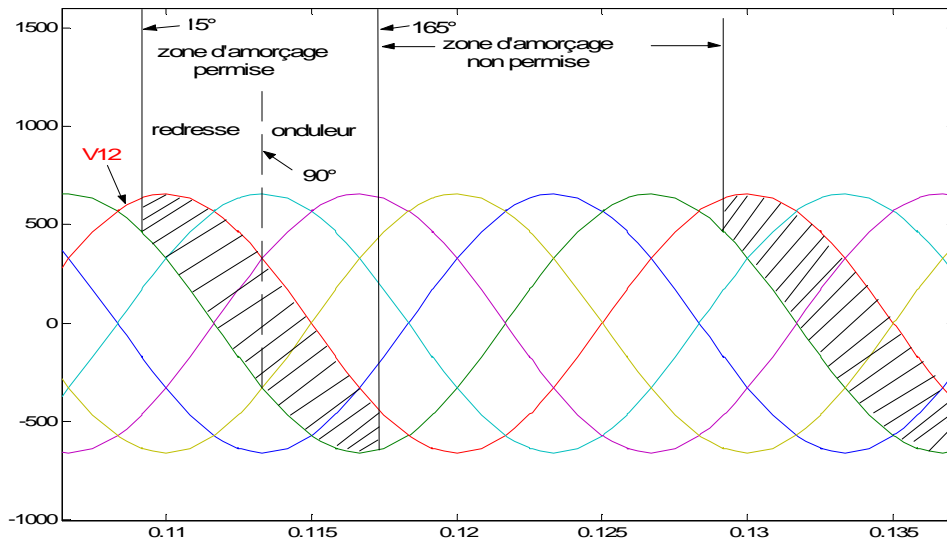


Figure II.8 Plage de fonctionnement des impulsions de commande

## II.2.2 Principe de fonctionnement en mode onduleur

Le fonctionnement du convertisseur en mode onduleur doit d'abord satisfaire les conditions suivantes :

- on doit disposer d'une source de courant continu constant  $I_d$ . On peut la réaliser en raccordant une inductance de lissage en série avec une tension continue comme le montre la figure II.9.
- L'amorçage des thyristors doit être synchronisé avec la tension alternative, afin de réaliser le transfert de puissance au réseau triphasé. Il s'ensuit que le déclenchement des gâchettes doit être parfaitement synchronisé avec la fréquence de réseau [1, 3, 4].

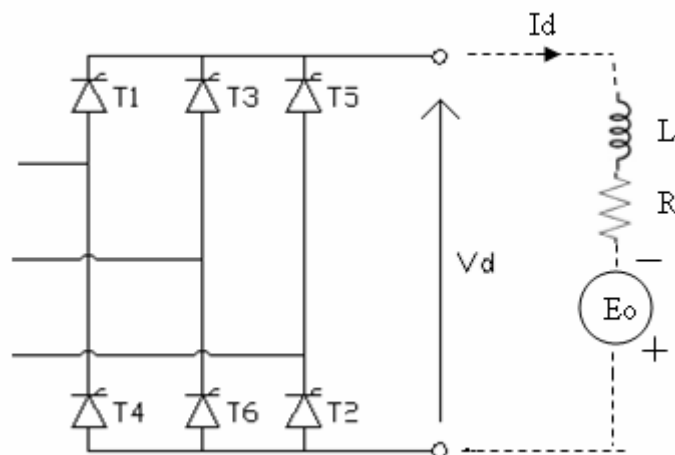


Figure II.9 Convertisseur triphasé en pont fonctionnant comme onduleur.

L'équation (II.1) indique que la tension  $V_d$  devient négative lorsque l'angle d'amorçage est retardé de plus de  $90^\circ$ . Cela ne produit pas de courant négatif car, comme on vient de le dire, les thyristors ne conduisent pas dans le sens inverse. On peut, cependant, imposer la circulation d'un courant en raccordant aux bornes du convertisseur une source de tension continue  $E_o$  de valeur et de polarités appropriées (fig.II.9). Le courant de charge est alors donné par l'équation (II.10) ci-dessous :

$$I_d = \frac{E_o - V_d}{R} \quad (\text{II.10})$$

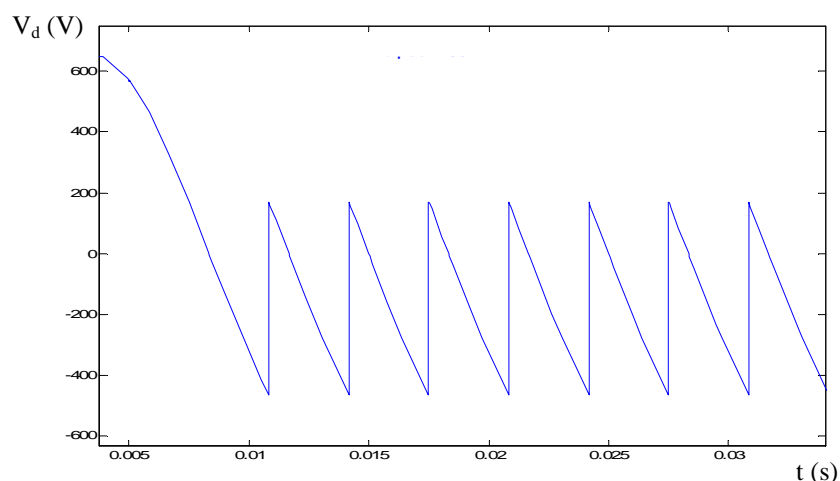
Comme le courant sort par la borne positive de  $E_o$ , le débit en puissance continue est

$$P = E_o \cdot I_d$$

Une partie de cette puissance est dissipée en chaleur dans la résistance  $R$  et, hormis les pertes dans les valves, le reste est transmis au réseau alternatif. Le convertisseur est devenu un onduleur capable de convertir une puissance continue en puissance alternative triphasée.

Les figures II.10, II.11 et II.12 montrent les formes d'ondes de  $V_d$  et  $I_d$  lorsque la commutation est retardée de  $105^\circ$  et  $135^\circ$ , respectivement. La valeur moyenne de  $V_d$  est toujours donnée par l'équation (II.1).

Le convertisseur peut passer du mode redresseur au mode onduleur et vice versa, sans qu'il soit nécessaire de changer les connexions. Il suffit de changer la polarité de  $E_o$  et d'ajuster l'angle d'amorçage  $\alpha$ .



**Figure II.10** Tension  $V_d$  pour  $\alpha = 105^\circ$



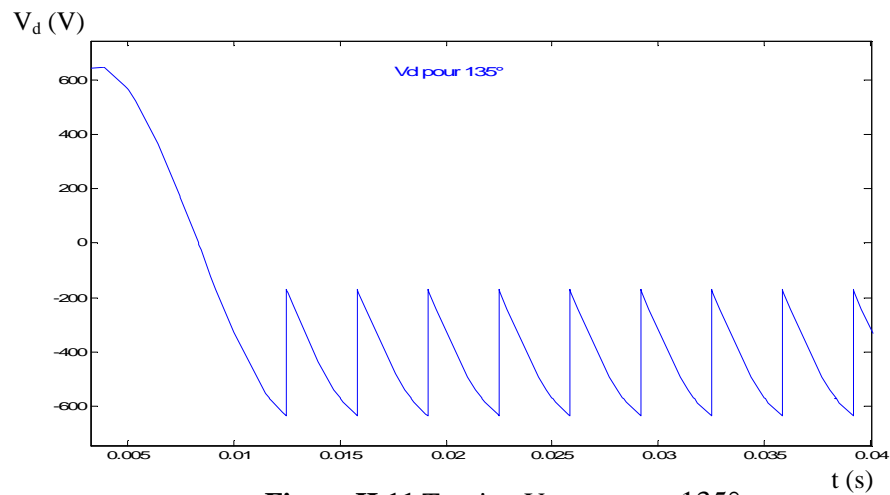


Figure II.11 Tension  $V_d$  pour  $\alpha = 135^\circ$

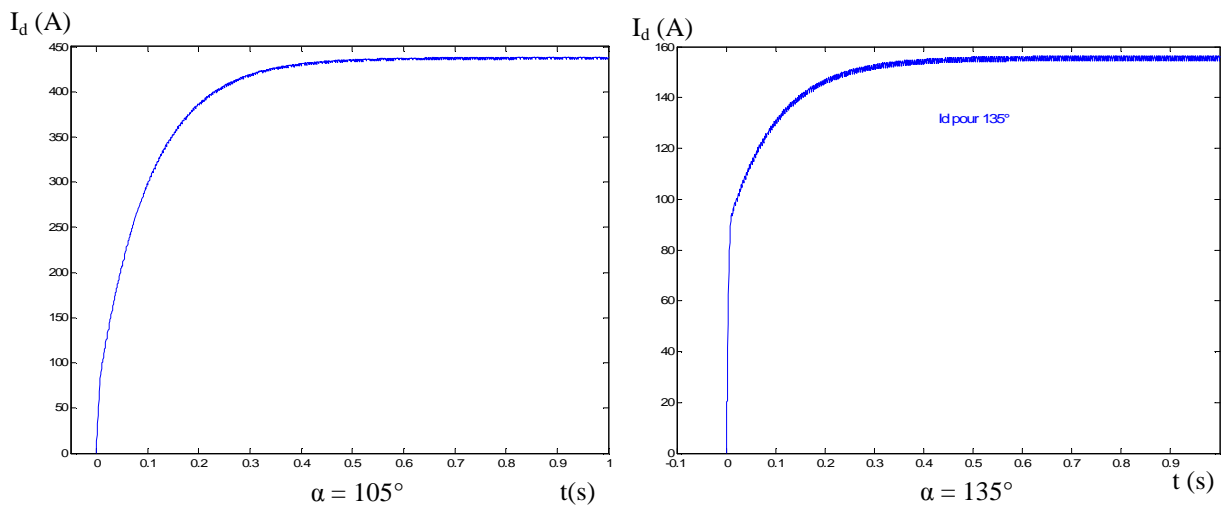


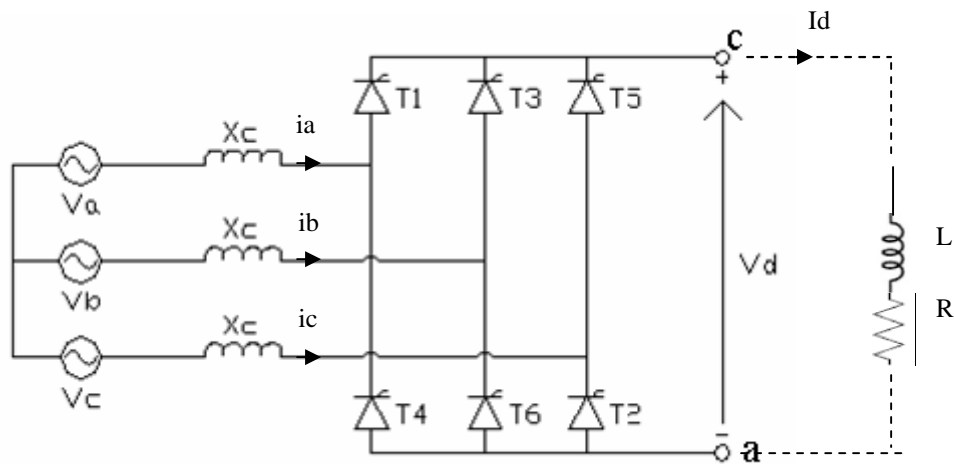
Figure II.12 Courant  $I_d$

### II.3 Période de commutation

Dans les études précédentes, nous avons supposé les inductances nulles côté alternatif. Lorsque les inductances sont nulles côté alternatif, elles permettent des commutations de courant instantanées, donc des empiètements nuls. Mais la source alternative étant toujours inductive, les commutations en réalité, ne sont pas instantanées et leur durée correspond à l'angle d'empiètement  $\nu$ . La figure II.13 ci-dessous montre le nouveau schéma étudié avec la réactance de commutation  $X_c$ .

Au moment des commutations, l'inductance  $X_c$  s'oppose à la variation brutale du courant. En conséquence, la commutation ne peut plus être considérée comme instantanée. Il en résulte une séquence de fonctionnement supplémentaire (séquence de commutation ou séquence d'empiètement) d'une certaine durée ce qui entraîne une modification des formes d'onde des différentes grandeurs électriques. En se référant à la figure II.13, la commutation de T1 à T3

et de T3 à T5 ne se fait pas instantanément. Le transfert du courant  $I_d$  d'un thyristor au thyristor suivant s'effectue donc durant un court intervalle angulaire  $\nu$ , appelé angle de commutation. La valeur de  $\nu$  augmente avec  $I_d$  [8]. A cause de la période de commutation, le courant dans un thyristor circule pendant un temps correspondant à  $120^\circ + \nu$  degrés au lieu de  $120^\circ$  seulement. Le phénomène de commutation retarde le courant lorsqu'un thyristor est amorcé. Il retarde aussi la coupure de courant dans celui-ci. A cause de ces délais, l'angle d'amorçage effectif est supérieur à la valeur  $\alpha$ . Cela a pour effet de réduire davantage le facteur de puissance dans tous ses modes de fonctionnement.



**Figure II.13** Convertisseur à 6 pulsations

### II.3.1 Commutation naturelle

La commutation prend un certain temps. Pour expliquer ce phénomène, nous considérons la commutation [T5 → T1] représentée par la figure II.14.

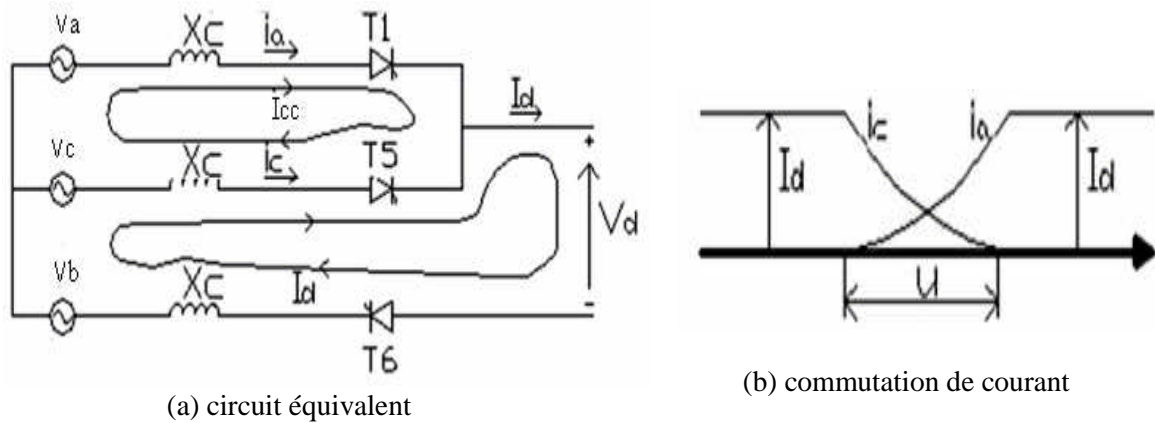
Avant la commutation le courant  $I_d$  passe par les thyristors T5 et T6. Pendant la commutation, les phases a et c sont court-circuitées par suite de l'empiètement de la conduction des thyristors T1 et T5. Il se développe un courant de court-circuit  $I_{cc}$  dans la maille constituée par les phases a et c et les thyristors T1 et T5 appelé courant de commutation [4]. Le courant  $i_a$  est un courant initialement croissant vers une très grande amplitude ( $I_d$ ). Le courant  $i_c$  décroît simultanément avec une pente opposée :

$$\frac{di_c}{dt} = -\frac{di_a}{dt} \quad (\text{II.11})$$

Au passage par zéro du courant  $i_c$ , et  $i_a = I_d$ , le thyristor T5 se bloque spontanément. La

commutation est terminée. Comme le transfert se produit naturellement, sans faire appel à un condensateur ou un circuit spécial, la commutation est dite naturelle [4, 8].

On constate que la période de commutation est d'autant plus longue que l'inductance  $L_c$  est grande.



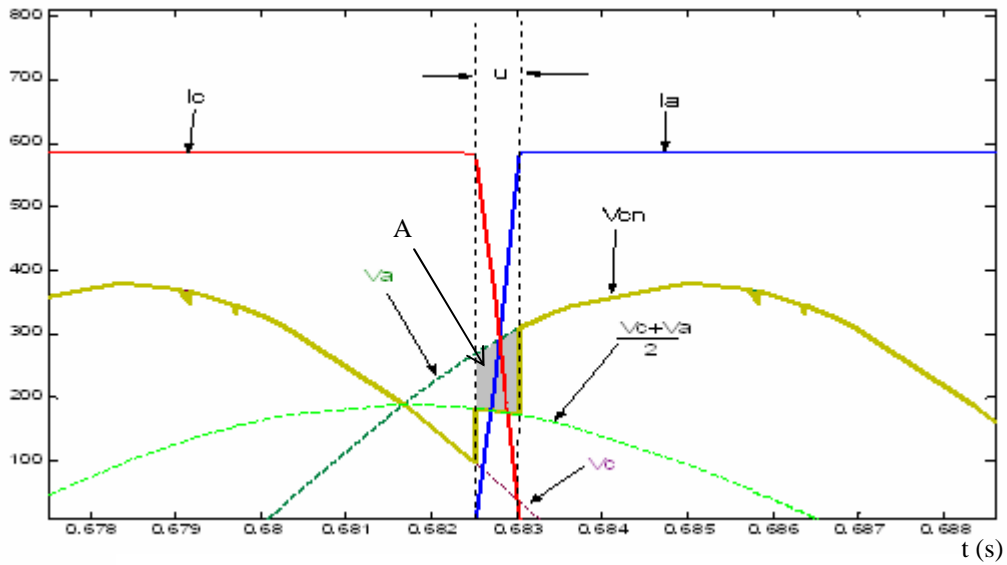
**Figure II.14** Commutation de valve 5 à valve 1,

On obtient donc la forme d'onde  $v_{cn}$  montrée en jaune sur la figure II.15. La forme d'onde des courants  $i_a$  et  $i_c$  est aussi montrée sur la même figure. Il est évident que la commutation a pour effet de réduire la tension continue aux bornes de la charge.

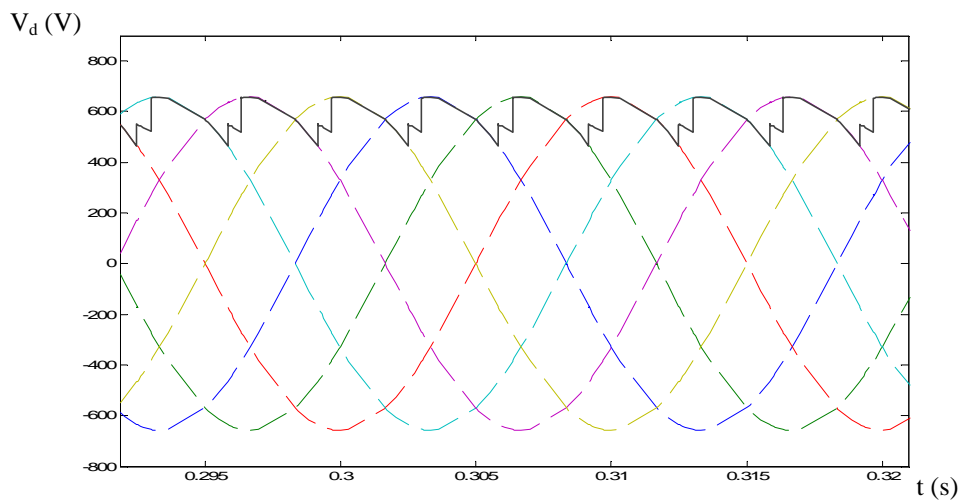
Pendant la commutation, la tension redressée instantanée prend la valeur :

$$v_{cn} = \frac{v_c + v_a}{2} \quad (\text{II.12})$$

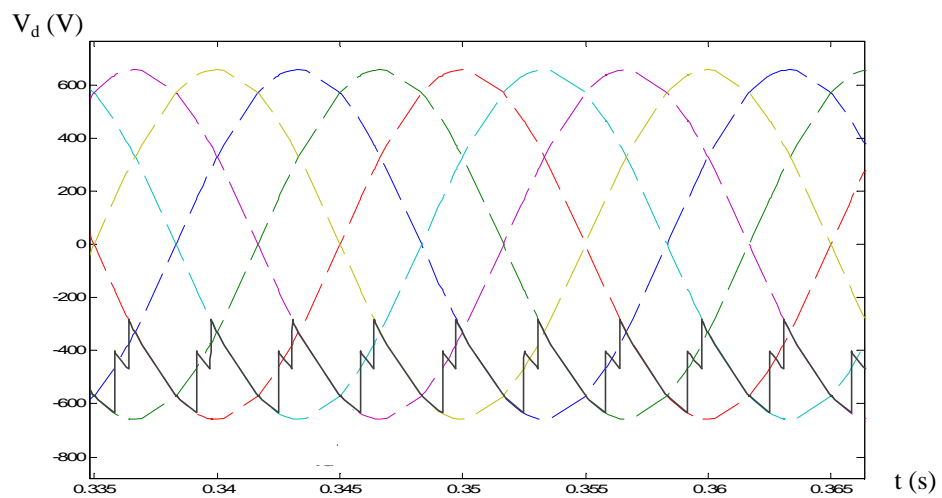
Les formes d'onde de  $V_d$ , tenant compte de la commutation, sont représentées sur la figure II.16 (fonctionnement en redresseur) et sur la figure II.17 (fonctionnement en onduleur).



**Figure II.15** Tensions et courants pendant la commutation



**Figure II.16** Tension  $V_d$ , tenant compte de la commutation (fonctionnement en redresseur)



**Figure II.17** Tension  $V_d$ , tenant compte de la commutation (fonctionnement en onduleur)

### II.3.2 Chute de tension redressée et facteur de puissance

La surface A dans la figure II.15 représente la chute de tension qui se produit pendant chaque commutation entre deux valves, cette chute de tension est produite 6 fois pendant chaque période.

La valeur moyenne de  $V_d$  [1, 4] est donnée par l'équation (II.13) ci-dessous :

$$V_d = V_{do} \cos \alpha - \frac{3X_c I_d}{\pi} \quad (\text{II.13})$$

Henri Foch et al [8] montrent que le facteur de puissance s'exprime par la relation (II.14) ci-dessous :

$$\cos \varphi = \left[ \frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + \nu)}{2} \right] \quad (\text{II.14})$$

avec

$$\nu = \arccos \left( \cos \alpha - \frac{X_c I_d \sqrt{2}}{V_{LL}} \right) - \alpha \quad (\text{II.15})$$

### II.3.3 Angle de marge [3]

Lorsqu'un convertisseur fonctionne comme onduleur, on a vu qu'il est essentiel que la conduction soit amorcée avant que  $\alpha$  n'atteigne  $180^\circ$ . Comme le courant circule durant un temps correspondant à  $120^\circ$ , la conduction doit cesser avant que ne soit atteint l'angle  $180^\circ + 120^\circ = 300^\circ$ . Si la conduction dépassait  $300^\circ$ , il y aurait reconduction, provoquant une montée rapide du courant dans le thyristor qui ne se bloquerait pas provoquant l'ouverture des dispositifs de protection.

Dans la pratique, on doit laisser une marge entre la fin de la conduction et l'angle critique de  $300^\circ$ . Cet angle de marge  $\gamma$  (« angle d'extinction ») permet au thyristor de reprendre ses propriétés de blocage avant que son anode redevienne positive par rapport à la cathode. En général, la valeur de  $\gamma$  est comprise entre  $15^\circ$  et  $20^\circ$ . La figure II.18 montre pour le thyristor T1, la signification de son angle de marge  $\gamma_1$ .

Dans le cas d'un onduleur, le moment de l'allumage est souvent défini par un angle d'avance  $\beta$ , plutôt que par l'angle de retard  $\alpha$ . Cet angle d'avance est mesuré par rapport à

l'instant où  $\alpha = 180^\circ$ , soit le retard théorique maximal admissible pour un onduleur. En se référant à la figure II.18, on constate que pour le thyristor T1, l'angle d'avance  $\beta_1$  correspond bien à l'instant d'allumage. La relation entre  $\alpha$  et  $\beta$  est donnée par l'expression :

$$\beta = 180 - \alpha \quad (\text{II.16})$$

On a aussi :

$$\alpha + \nu + \gamma = 180^\circ \quad (\text{II.17})$$

On peut déduire :

$$\beta = \nu + \gamma \quad (\text{II.18})$$

Pour résumer, la figure II.18 illustre pour le thyristor T1 la signification des divers angles que nous venons de mentionner :

$\alpha$  : Angle d'amorçage ou (angle de retard à l'amorçage)

$\beta$  : Angle d'avance à l'amorçage

$\gamma$  : Angle de marge (angle d'extinction)

$\nu$  : Angle de commutation ou d'empiètement

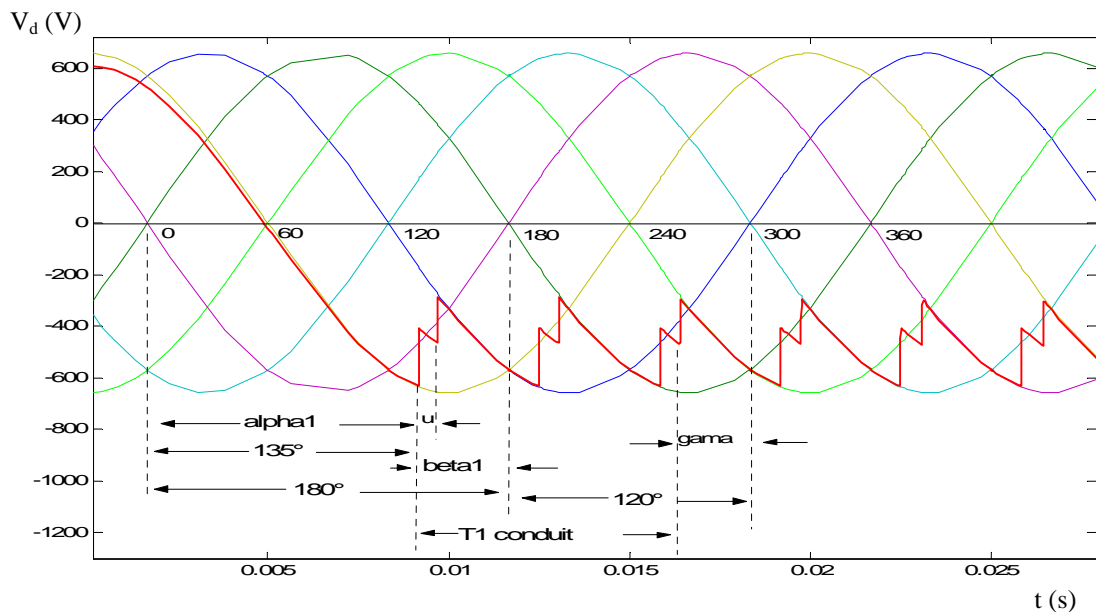


Figure II.18 Divers angles pour  $\alpha = 135^\circ$

L'équation (II.13) présente la tension moyenne de sortie d'un redresseur qui considère la commutation. Pour un onduleur, la tension moyenne (signe négatif) est représentée par l'équation (II.19) ci-dessous :

$$V_d = V_{do} \cos \beta + \frac{3XcI_d}{\pi} \quad (\text{II.19})$$

A partir des équations (II.15), (II.18) et (II.19), on peut établir la relation (II.20) ci-dessous :

$$V_d = V_{do} \cos \gamma - \frac{3XcI_d}{\pi} \quad (\text{II.20})$$

## II.4 Harmoniques

### II.4.1 Harmoniques coté CA

On a vu à la figure II.3 que dans les lignes triphasées, le courant alternatif a une forme pulsative rectangulaire dont la durée est de  $120^\circ$ . L'amplitude est égale au courant de charge  $I_d$ . Comme le courant n'est pas sinusoïdal, il est composé d'un courant fondamental  $I_f$  et d'harmoniques  $I_h$ . Avec  $h$  rang de l'harmonique :  $h = 6k \pm 1, k \in \mathbb{N}$

Donc les convertisseurs en pont triphasé produisent du coté CA des harmoniques de courants impairs d'ordre 5, 7, 11, 13 et plus. Ces harmoniques résultent de la forme d'onde rectangulaire du courant. On doit empêcher que ces courants pénètrent dans les lignes triphasées. A cette fin, on installe des filtres coté alternatif. Comme ces derniers sont effectivement capacitifs, ils fournissent en même temps une partie de la puissance réactive absorbée par le convertisseur.

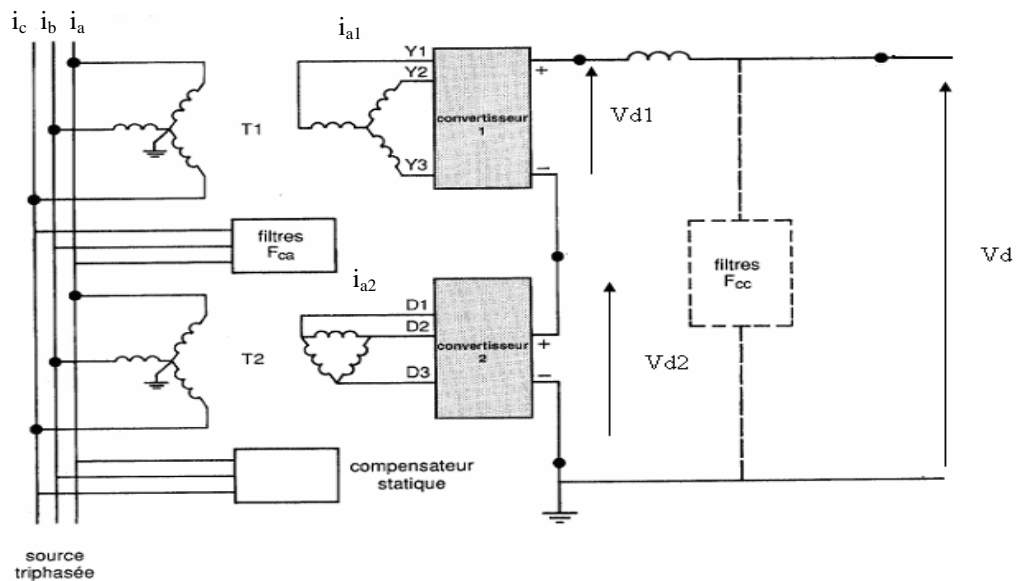
### II.4.2 Harmoniques coté CC

Des harmoniques de tension sont créées coté CC des convertisseurs. Elles donnent lieu à des harmoniques de courant d'ordre 6 et 12 nécessitant un filtrage. Les filtres sont composés par des inductances de lissage et des filtres shunt  $F_{CC}$  lesquels sont composés de deux circuits LC série, respectivement accordés aux harmoniques 6 et 12.

## II.5 Système de conversion à 12 pulsations

Les structures étudiées précédemment (pont triphasé) sont les structures élémentaires

directement mises en oeuvre dans des applications de petite et moyenne puissances [9]. Pour les fortes puissances, il est fait appel à des montages complexes qui sont, en fait, des groupements en série ou en parallèle de structures élémentaires [9]. Ces groupements peuvent, de plus, permettre une amélioration des performances du convertisseur et offrent des possibilités supplémentaires du point de vue contrôle. Le schéma de principe du groupement en série de deux convertisseurs élémentaires est représenté sur la figure II.19.



**Figure II.19** Système de conversion à 12 pulsations

Chaque pont délivre, du côté continu, une tension redressée d'indice de pulsation 6. Si les systèmes triphasés de tension qui alimentent les deux ponts sont décalés de  $\pi/6$  et si les quatre cellules de commutation sont commandées avec le même angle de retard, la tension redressée totale est égale la somme des tensions redressées de chaque pont, et présente un indice de pulsation égal à 12.

La tension  $V_d$  aux bornes de la charge est donnée par l'équation (II.21) ci-dessous

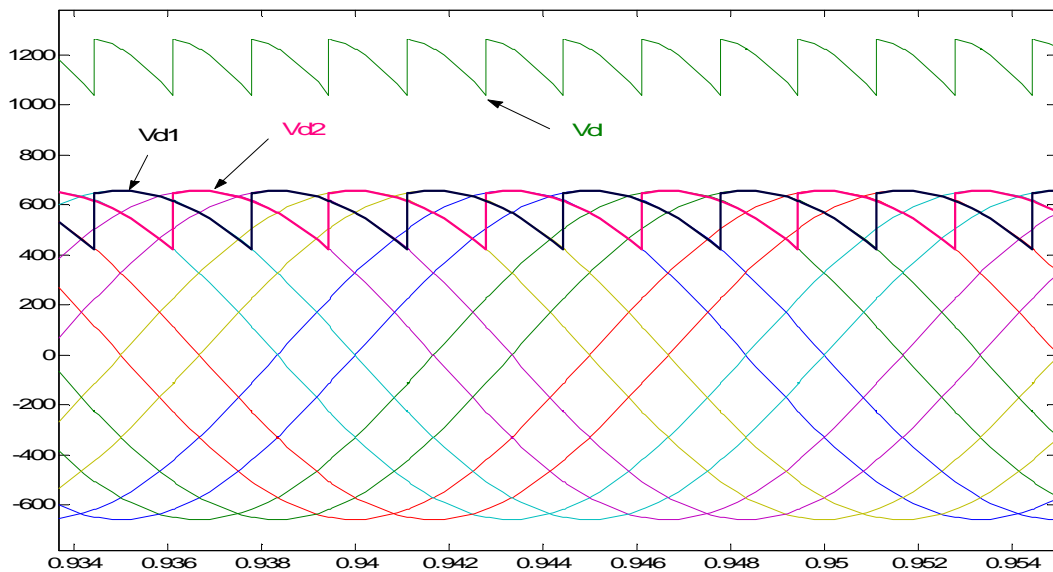
$$V_d = V_{d1} + V_{d2} \quad (\text{II.21})$$

Les enroulements du transformateur T1 sont raccordés en étoile-étoile, tandis que ceux du transformateur T2 sont connectés en étoile-triangle. Ces connexions produisent un déphasage de  $30^\circ$  entre les tensions aux secondaires de T1 et T2. Par conséquent, les thyristors des deux convertisseurs ne s'amorcent pas en même temps mais avec un décalage de  $30^\circ$ , ce qui



produit un total de 12 pulsations de courant déphasés de  $30^\circ$ . Un tel groupement de deux convertisseurs est appelé convertisseur à 12 pulsations.

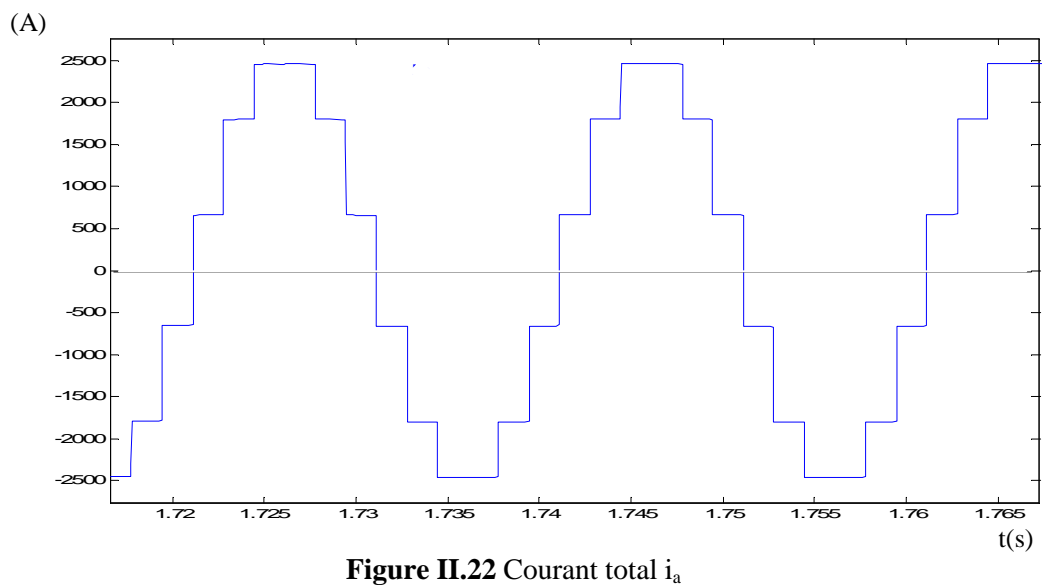
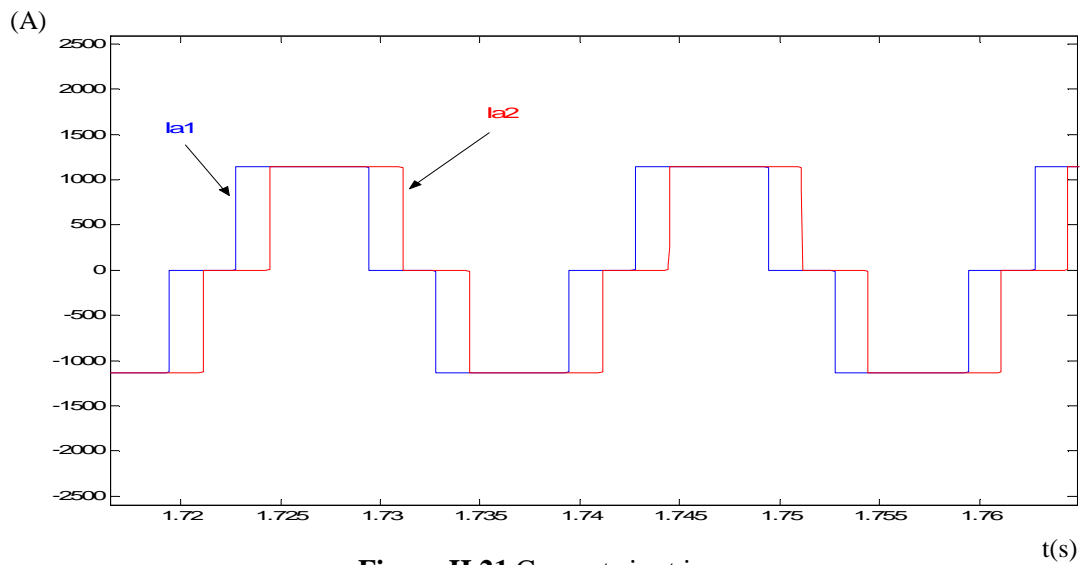
Les bornes Y et D sont raccordées respectivement aux secondaires connectés en étoile et en triangle. Les tensions du côté continu sont représentées sur la figure II.20 pour une valeur particulière d'un angle de retard égal à  $20^\circ$ . L'indice de pulsation ayant été multiplié par deux, on constate une réduction sensible de l'ondulation relative à la tension redressée.



**Figure II.20** Tensions du côté continu

Les courants dans les enroulements secondaires sont faciles à déterminer puisque identiques à ceux d'un pont triphasé élémentaire avec couplage étoile ou couplage triangle des sources.

Les courants  $i_{a1}$  et  $i_{a2}$  sont représentés sur la figure II.21. Le courant total  $i_a$  est représenté sur la figure II.22. Le déphasage de  $30^\circ$  produit par le couplage étoile-triangle a pour effet d'opposer les 5<sup>e</sup> et 7<sup>e</sup> harmoniques de courants produits respectivement par les deux convertisseurs [7]. Ces deux harmoniques n'apparaissent donc pas sur les lignes de réseau. Ce déphasage élimine, de la même façon, le 6<sup>e</sup> harmonique de côté CC [7]. Il en résulte une réduction importante dans l'investissement et l'espace requis pour loger les filtres  $F_{CC}$  et  $F_{ac}$  [1].



## II. 6 Conclusion

Après avoir décrit le principe de fonctionnement en mode redresseur et en mode onduleur du convertisseur type CSC, nous avons simulé celui à 12 pulsations. Les résultats obtenus attestent des bonnes performances supérieures d'un tel dispositif. Avec ce type de dispositif, le taux d'ondulation de la tension continue est sensiblement réduit.

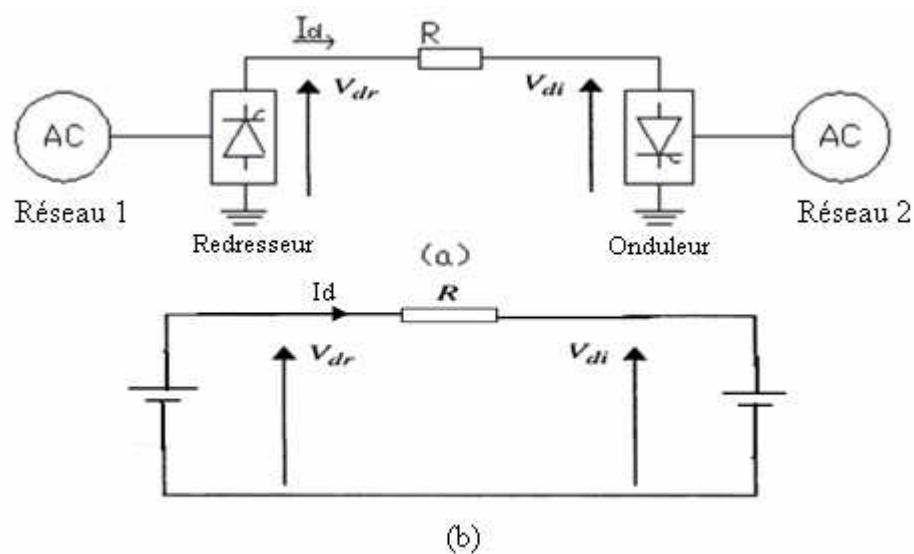
**Chapitre III :**  
**Commande des systèmes CCHT**

### III.1 Introduction

La mise au point de thyristors de grande puissance et de systèmes de commandes sophistiqués a permis le développement du transport d'énergie à courant continu. Dans ce chapitre, nous exposons les principes de base et les applications de commande de ce mode de transport utilisé dans le monde. Nous choisissons le modèle de référence CCHT de la CIGRE comme réseau test avec pour l'objectif de mettre en évidence le fonctionnement du système CCHT en fonctionnement normal et lors d'un défaut qu'il soit côté alternatif ou côté continu.

### III.2 Notions de base de contrôle d'un système CCHT

Nous décrivons ci-dessous le principe de contrôle d'un système de transport d'énergie CCHT de configuration monopolaire. Le schéma de ce système et son circuit équivalent sont représentés sur la figure III.1 [1, 4].



**Figure III.1** (a) schéma du système CCHT (b) circuit équivalent du système CCHT

Les relations côté redresseur et côté onduleur entre le courant et la tension sont données respectivement par les expressions (III.1) et (III.2) ci-dessous :

$$V_{dr} = V_{dor} \cos \alpha - R_{cr} I_d \quad (\text{III.1})$$

$$V_{di} = V_{doi} \cos \gamma - R_{ci} I_d \quad (\text{III.2})$$

Avec

$$R_{cr} = \frac{3X_{cr}}{\pi} \quad \text{Et} \quad R_{ci} = \frac{3X_{ci}}{\pi}$$

$X_{cr}$  et  $X_{ci}$  sont les réactances de commutation du redresseur et de l'onduleur respectivement.  $R$  est la résistance de la ligne CC.  $V_{dr}$  et  $V_{di}$  sont les tensions continues du redresseur et de l'onduleur.

Le courant  $I_d$  dans la ligne CC est donné par l'expression (III.3) :

$$I_d = \frac{V_{dr} - V_{di}}{R} \quad (\text{III.3})$$

Les équations (III.1), (III.2) et (III.3) permettent d'avoir l'équation (III.4) ci-dessous :

$$I_d = \frac{V_{dor} \cos \alpha - V_{doi} \cos \gamma}{R_{cr} + R - R_{ci}} \quad (\text{III.4})$$

Les éléments impédants dans le dénominateur étant constants, la seule façon pour modifier le courant  $I_d$  est de varier la tension  $V_{dor}$  ou  $V_{doi}$  ou les angles  $\alpha$  ou  $\gamma$ . Afin de minimiser la consommation de puissance réactive des convertisseurs, le facteur de puissance donné par l'expression (II.7) doit être aussi élevée que possible.

Une légère différence entre  $V_{dr}$  et  $V_{di}$  suffit pour faire circuler le courant de pleine charge dans la ligne. Malheureusement,  $V_{dr}$  et  $V_{di}$  sont exposés à des fluctuations imprévisibles parce que les tensions côté alternatif peuvent fluctuer. Comme les convertisseurs répondent presque instantanément à ces fluctuations, le courant  $I_d$  pourrait varier brusquement, ce qui produirait de grandes fluctuations de puissance entre les deux réseaux. Ces fluctuations sont inacceptables car elles tendent à déstabiliser les réseaux et à provoquer l'allumage aléatoire des thyristors [3]. On pourrait toujours remédier à ces fluctuations en contrôlant les angles  $\alpha$  et  $\gamma$ . Il est cependant préférable de concevoir un système de commande qui empêche l'apparition des fluctuations.

### III.3 Caractéristique courant-tension en régime permanent d'un système CCHT

Afin de stabiliser le transport de la puissance, le redresseur et l'onduleur doivent être dotés de caractéristiques  $V_d(I_d)$  spéciales. Ces caractéristiques sont réalisées par la commande automatique, effectuée le plus souvent par ordinateur, des impulsions fournies aux gâchettes.

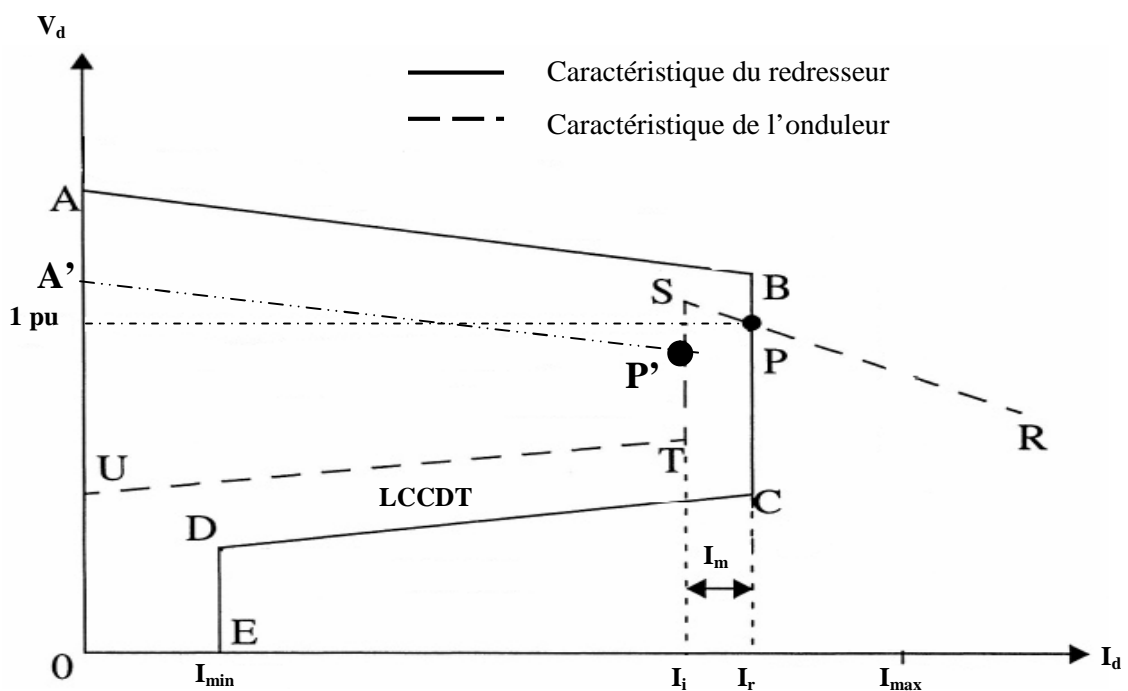
Les caractéristiques sont utilisées pour illustrer la relation entre la tension  $V_d$  et le courant  $I_d$  en régime permanent pendant le contrôle de la puissance transportée sur la ligne à courant continu. En pratique, la commande des gâchettes est conçue pour donner la courbe  $V_d(I_d)$  [3].

Le contrôle du courant dans la ligne CC est effectué par le contrôleur de courant dans le redresseur pendant le fonctionnement en régime permanent. Le fonctionnement du redresseur est défini par plusieurs caractéristiques montrées sur la figure III.2 [1].

- **Caractéristique pour  $\alpha = \alpha_{\min}$**

Cette caractéristique est représenté par l'équation III.5 et la courbe AB sur la figure III.2, la limite maximum de  $V_d$  est définie par l'angle  $\alpha_{\min}$ .

$$V_{dr} = V_{dro} \cos \alpha - R_{cr} I_d \quad (III.5)$$



- **Caractéristique de courant continu du redresseur**

Cette caractéristique est montrée par la courbe BC sur la figure III.2, Cela représente le fonctionnement normal du redresseur où l'angle de retard  $\alpha$  est varié afin de maintenir le courant  $I_d$  constant et égal au courant de référence  $I_r$ . À cause de l'inertie thermique, les valves du convertisseur ne peuvent pas supporter une grande intensité de courant de façon

continue; par conséquent une limite de courant maximale est appliquée dans les contrôles [1].  $I_{\max}$  sur la figure III.2 représente cette limite, qui est habituellement fixée à 1,2 pu [1].

- **Limitation de la consigne de courant dépendant de la tension (LCCDT)**

Cette notion de limitation de la consigne de courant dépendant de la tension est dite en anglais (VDCOL : Voltage Dependent Current Order Limit). Cette caractéristique est représentée par la courbe CD sur la figure III.2. Elle réduit la consigne de courant  $I_r$  si la tension côté continu diminue à cause d'une perturbation. Lorsque l'état stable est établi et la tension  $V_d$  reprenant sa valeur avant le défaut, la consigne de courant revient à sa valeur initiale  $I_r$ . La caractéristique du redresseur LCCDT est décrite dans l'intervalle  $[I_{\min}, I_r]$  de la figure III.2.  $I_{\min}$  est habituellement fixée entre 0,2 et 0,3 pu [1].

Pendant le fonctionnement en régime permanent l'onduleur se charge de la régulation de tension  $V_d$ . Le fonctionnement de l'onduleur est défini par plusieurs caractéristiques montrées sur la figure III.2.

- **Caractéristique pour  $\gamma = \gamma_{\min}$**

Pour un angle d'extinction  $\gamma$  constant, la tension  $V_d$  diminue quand le courant  $I_d$  augmente. Cela est représenté par la courbe SR sur la figure III.2 et par l'équation III.6 ci-dessous [1] :

$$V_{di} = V_{dio} \cos \gamma - R_{ci} I_d \quad (\text{III.6})$$

On obtient le point de fonctionnement P du système CCHT donné par l'intersection des deux caractéristiques (onduleur et redresseur) tel que montré par la figure III.2. Le courant de ligne est égal au courant imposé par le redresseur, tandis que la tension de ligne est égale à la tension générée par l'onduleur.

- **Caractéristique du courant continu de l'onduleur**

Cette caractéristique est montrée par la courbe ST sur la figure III.2. Le régulateur de

courant de l'onduleur s'efforce de garder le courant de la ligne CC à une valeur légèrement inférieure que celle dans le redresseur. La différence entre les deux courants est la marge de courant  $I_m$  donnée par la relation (III.7) ci-dessous [1, 3, 4] :

$$I_m = I_r - I_i \quad (\text{III.7})$$

Nous avons retenu 0.1pu comme valeur de cette marge [1, 4].

En fonctionnement normal le régulateur de courant de l'onduleur est forcé hors service, et celui du redresseur maintient le courant de référence  $I_r$  dans la ligne CC [1]. Le régulateur de courant dans l'onduleur n'est actif que pendant un défaut ou pendant le démarrage du système CCHT et maintient le courant dans la ligne CC à la valeur  $I_i$  [4].

Supposons qu'une perturbation se produise sur le réseau 1 de sorte que la tension  $V_{dr}$  diminue. Il en résulte un nouveau point d'opération P' montré sur la figure III.2. Le courant chute de  $I_r$  à  $I_i$ . Dans ce cas, l'onduleur contrôle le courant dans la ligne CC à  $I_i$ .

- **Caractéristique pour  $\alpha = \alpha_{\min}$  de l'onduleur**

Cette caractéristique est définie par la courbe TU sur la figure III.2, cette valeur de  $\alpha_{\min}$  est entre  $100^\circ$  et  $110^\circ$  [1]. Elle exige pour empêcher l'onduleur de fonctionner comme un redresseur dans le régime transitoire

Pour faire varier la puissance transportée, on doit agir sur le courant  $I_d$ . Cela revient à modifier simultanément les caractéristiques  $V_d(I_d)$  du redresseur et de l'onduleur. Les tensions  $V_{dr}$  et  $V_{di}$  sont maintenues constantes, mais les consignes de courants  $I_r$  et  $I_i$  sont modifiées simultanément de telle sorte que la marge de courant demeure la même. Cet ajustement des systèmes de commande équivaut à déplacer les deux caractéristiques ensemble, vers la gauche ou vers la droite, afin de faire varier le courant  $I_d$  et donc la puissance transmise.

La direction de la circulation de puissance dans les systèmes CCHT dépend du module de tension des deux cotés. On peut changer la direction de la puissance en changeant les angles d'allumage, de sorte que le redresseur fonctionne en onduleur et vice versa.



### III.4 Structure hiérarchique d'un système de commande CCHT

#### III.4.1 Consigne de courant du redresseur $I_r$

Pendant le fonctionnement normal,  $I_r$  est toujours égal au courant de référence (1 pu). Quand la tension  $V_d$  diminue pour une raison quelconque (par exemple un défaut coté alternatif), la consigne de courant  $I_r$  est déterminée à partir de la courbe LCCDT de caractéristique  $V_d(I_d)$ , comme le montre la figure III.3. La caractéristique  $V_d(I_d)$  illustrée dans la figure III.3.a détermine que lorsque  $V_d$  diminue au-dessous de  $V_{dmin}$ ,  $I_r$  est limité à  $I_{min}$ . Lorsque la tension  $V_d$  est supérieure à la tension seuil  $V_{ds}$ ,  $I_r$  est donné par la caractéristique BC. Lorsque la tension  $V_d$  est entre  $V_{dmin}$  et  $V_{ds}$ , la consigne de courant  $I_r$  est déterminée par la caractéristique CD de la figure III.3.a.

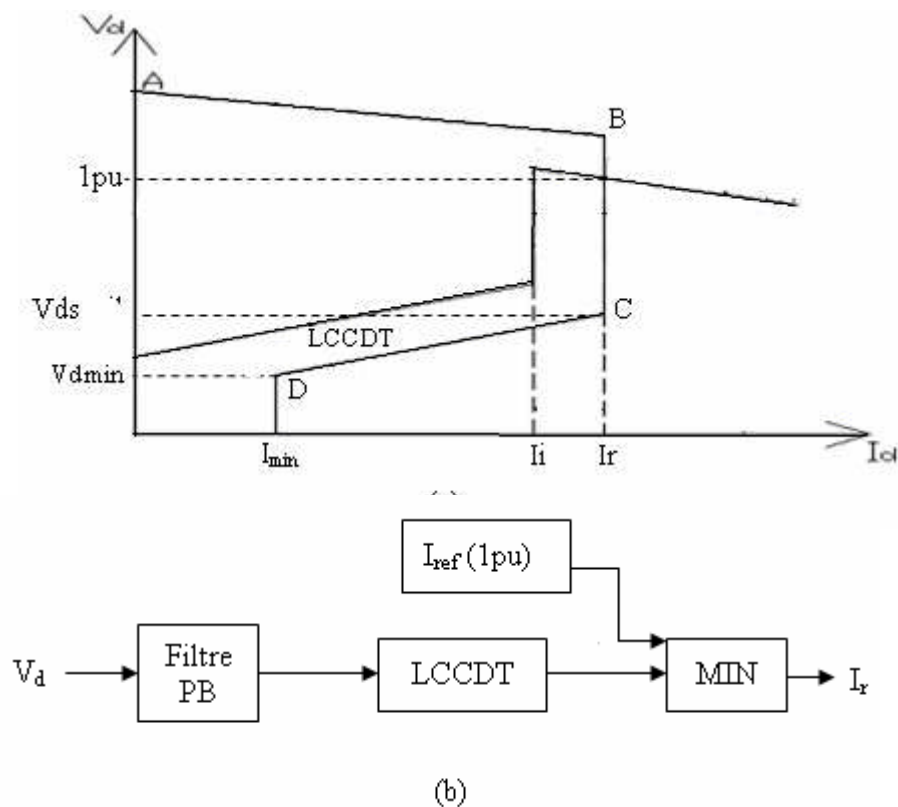
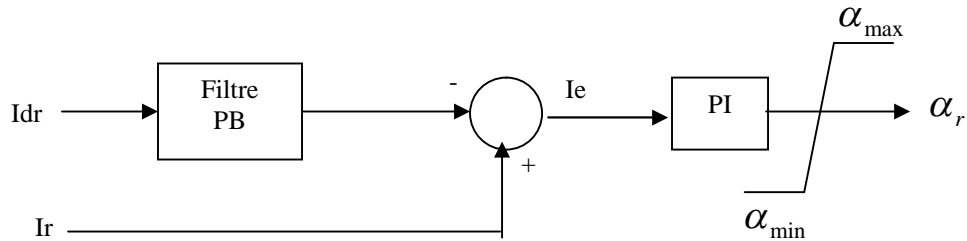


Figure III.3 (a) Caractéristique  $V_d-I_d$  (b) Formation de  $I_r$

#### III.4.2 Contrôle de courant du redresseur

Le régulateur de courant utilisé au redresseur est illustré dans la figure III.4. Le courant continu mesuré  $I_d$  du système est filtré et comparé avec la consigne de courant  $I_r$ . La sortie du

régulateur PI est l'angle de commande du redresseur  $\alpha_r$ , connu sous le nom d'angle de retard ou angle d'amorçage. Cet angle limité dans l'intervalle  $[\alpha_{\min} \alpha_{\max}]$  est utilisé pour générer les impulsions d'allumage de redresseur [1, 4] :  $\alpha_{\min} = 5^\circ$  et  $\alpha_{\max} = 165^\circ$ .

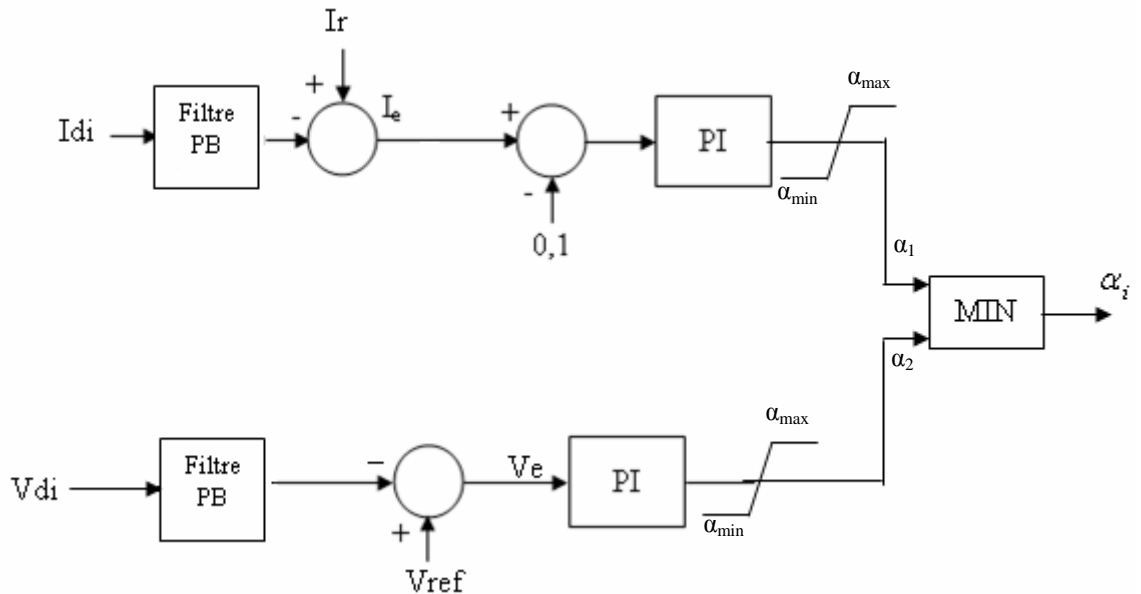


**Figure III.4** Contrôle de courant du redresseur

### III.4.3 Système de commande de l'onduleur

Le système de commande de l'onduleur est représenté par le schéma de la figure III.5. Nous avons vu précédemment que le système de commande de l'onduleur composé de deux régulateurs : un pour la commande de tension et l'autre pour la commande du courant en régime transitoire [1, 4]. Le régulateur de courant de l'onduleur est similaire au régulateur de courant du redresseur. La mesure du courant continu  $I_{di}$  est comparée avec  $I_r$  et la marge de courant  $I_m$  égale à 0.1 dans la figure III.5. Le régulateur PI génère l'angle de commande  $\alpha_1$  qui est limitée entre  $\alpha_{\min}$  ( $110^\circ$ ) et  $\alpha_{\max}$  et ( $150^\circ$ ).

Pour mettre en oeuvre un contrôleur de tension, une mesure de la tension est nécessaire. Le contrôleur de tension compare la tension mesurée avec la valeur de référence  $V_{ref}$  (1 pu). L'erreur est transmise à un régulateur PI qui génère l'angle de commande  $\alpha_2$ , limitée entre  $\alpha_{\min}$  et  $\alpha_{\max}$  [1,4]. La plus petite des valeurs  $\alpha_1$  et  $\alpha_2$  est utilisée pour générer les impulsions d'allumage. En fonctionnement normal  $\alpha_1$  est supérieur à  $\alpha_2$ . En régime transitoire, c'est-à-dire pendant le défaut ou le démarrage de système CCHT,  $\alpha_1$  est inférieur à  $\alpha_2$ .



**Figure III.5** Système de commande de l'onduleur

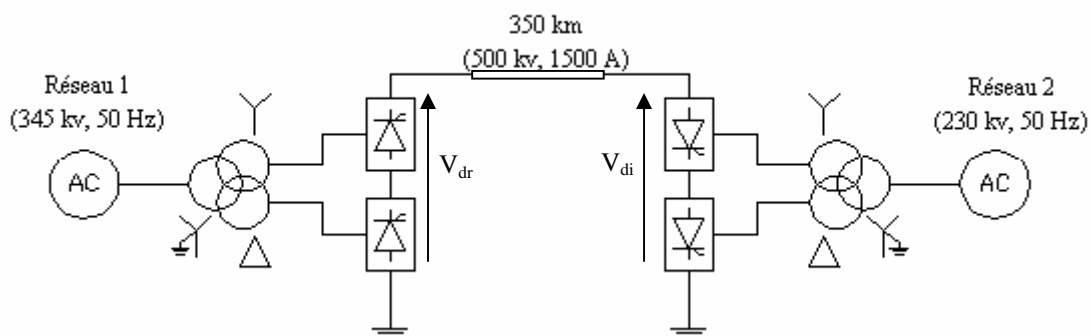
### III.5 Etude et simulation d'un système de transport à courant continu

#### III.5.1 Système étudié

Le modèle choisi pour cette étude est le modèle de référence CCHT de la CIGRE proposé par J. Ainsworth. [1,4] Il a évolué pour devenir le standard CCHT référence pour les études de contrôle et fournit un modèle utile [1, 4, 13, 18, 20].

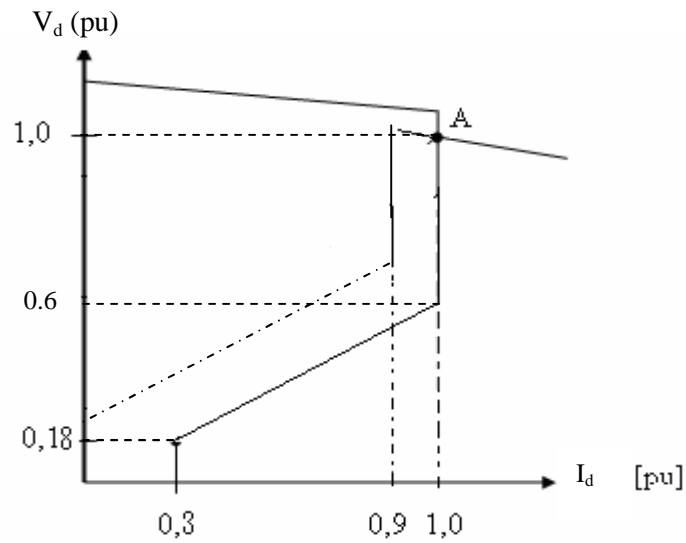
La configuration du système étudié est donnée par la figure III.6.

Les caractéristiques complètes du réseau sont données dans l'annexe A. On utilise les blocs de SimPowerSystems de MATLAB pour simuler ce système. L'objectif de cette simulation est de mettre en évidence le fonctionnement du système CCHT en fonctionnement normal et lors d'un défaut qu'il soit côté alternatif ou côté continu.



**Figure III.6** Système étudié

La caractéristique  $V_d(I_d)$  de commande de ce système est donnée dans la figure III.7 :



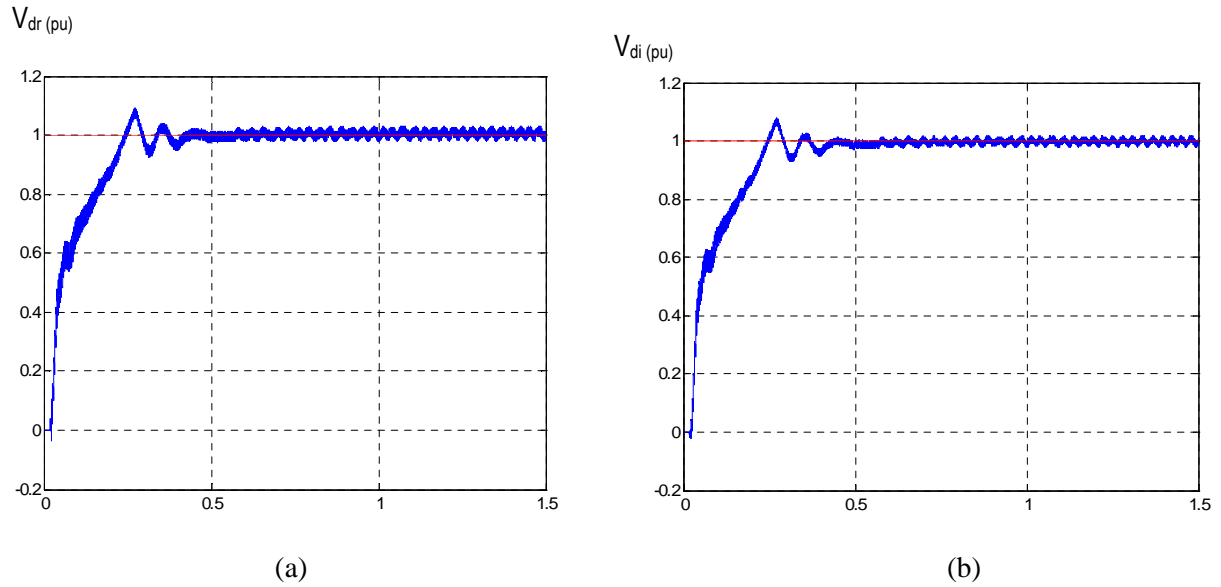
**Figure III.7** Caractéristique  $V_d(I_d)$

Le fonctionnement des contrôleurs est donné dans les paragraphes III.4.2 et III.4.3. Il existe deux régulateurs : un pour le courant et l'autre pour la tension coté redresseur et coté onduleur.

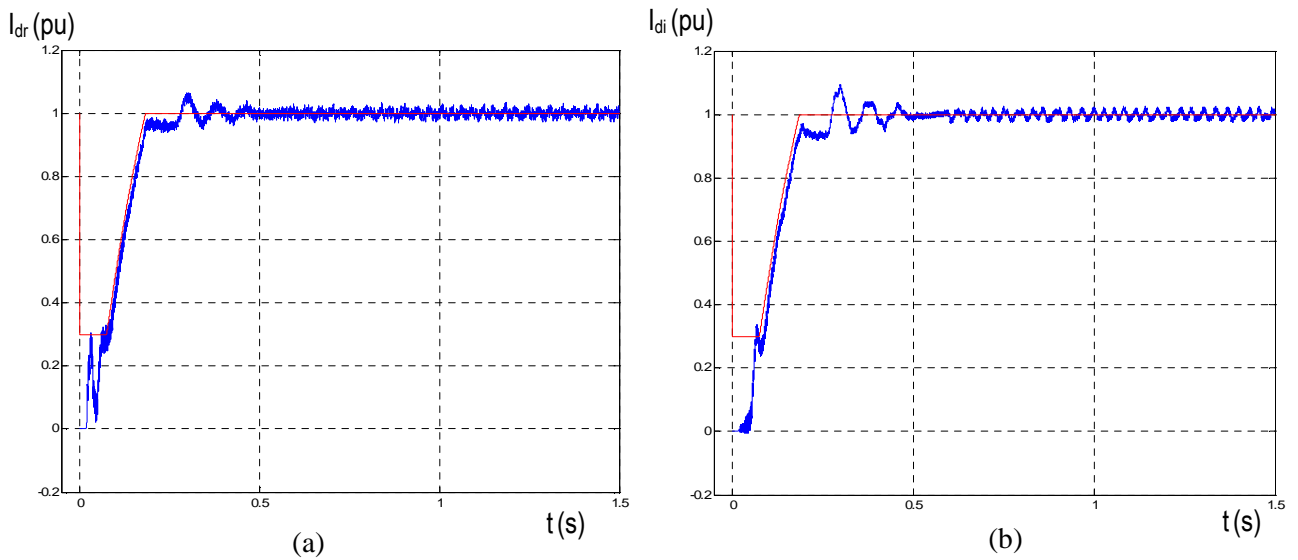
### III.5.2 Résultats de la simulation

#### III.5.2.1 Test de fonctionnement en situation normale

Les figures III.8, III.9 et III.10 ci-dessous montrent les tensions et les courants des deux cotés du système CCHT. En fonctionnement normal, la tension (Fig.III.8) et le courant (Fig.III.9) sont égaux à la référence donnée 1pu (courbes en rouge). Après la fin de la période transitoire (démarrage) un passage du mode de réglage du courant au mode de réglage de tension dans le système de commande de l'onduleur est observé sur la figure III.9.

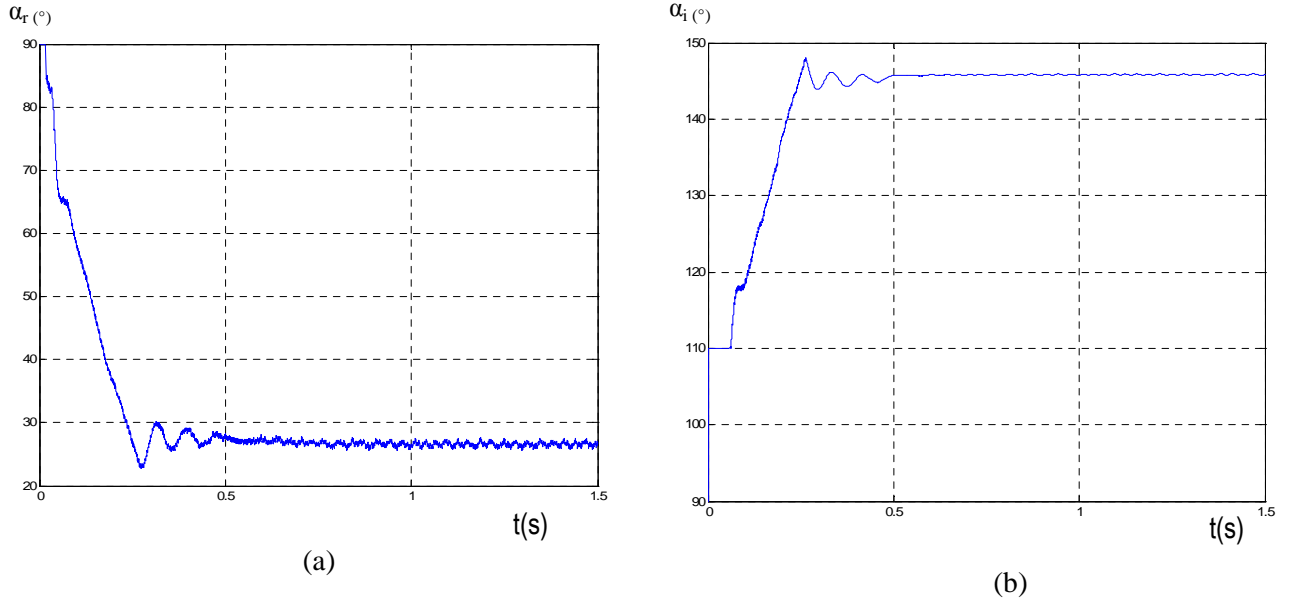


**Figure III.8** Tension de la ligne CC (pu) (a) coté redresseur (b) coté onduleur



**Figure III.9** Courant de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (pu) (a) coté redresseur (b) coté onduleur

L'angle d'amorçage pour les deux convertisseurs est donné dans la figure III.10. Il se stabilise à  $27^\circ$  pour le redresseur et à  $146^\circ$  pour l'onduleur.  $\alpha_r$  et  $\alpha_i$  sont dans les plages escomptées ( $5^\circ \leq \alpha_r \leq 165^\circ$  et  $110^\circ \leq \alpha_i \leq 150^\circ$ ).



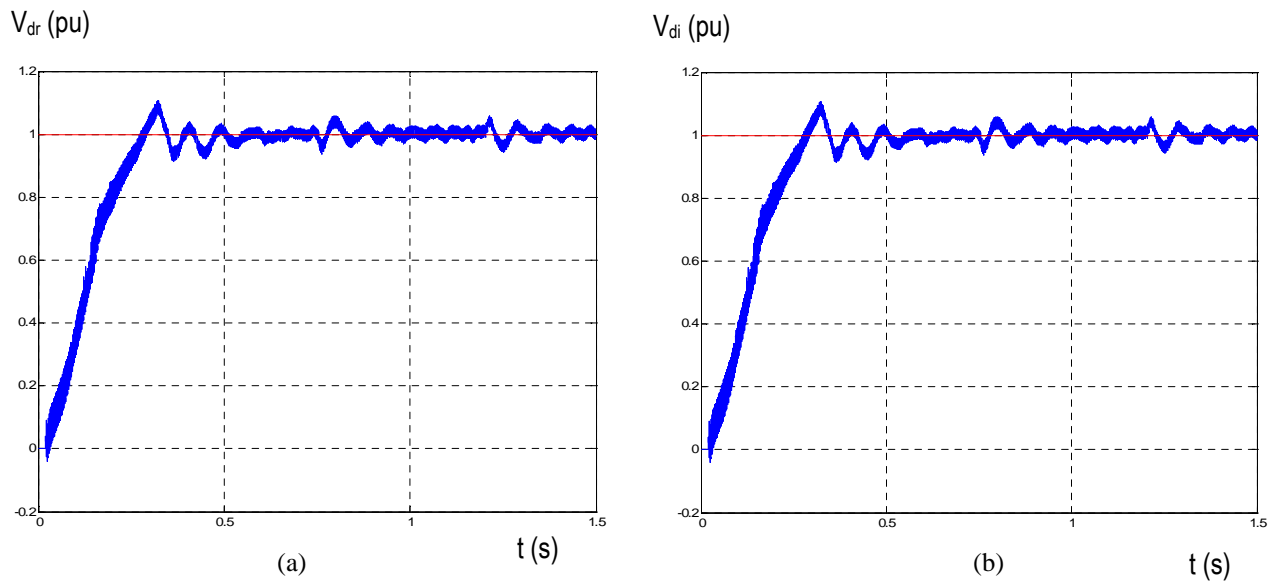
**Figure III.10** Variation l'angle d'amorçage (a) coté redresseur (b) coté onduleur

### III.5.2.2 Optimisation des performances des régulateurs

La recherche des performances optimales des régulateurs nous amène à effectuer les tests suivants. Des tests sont effectués pour déterminer les performances en courant et en tension des régulateurs.

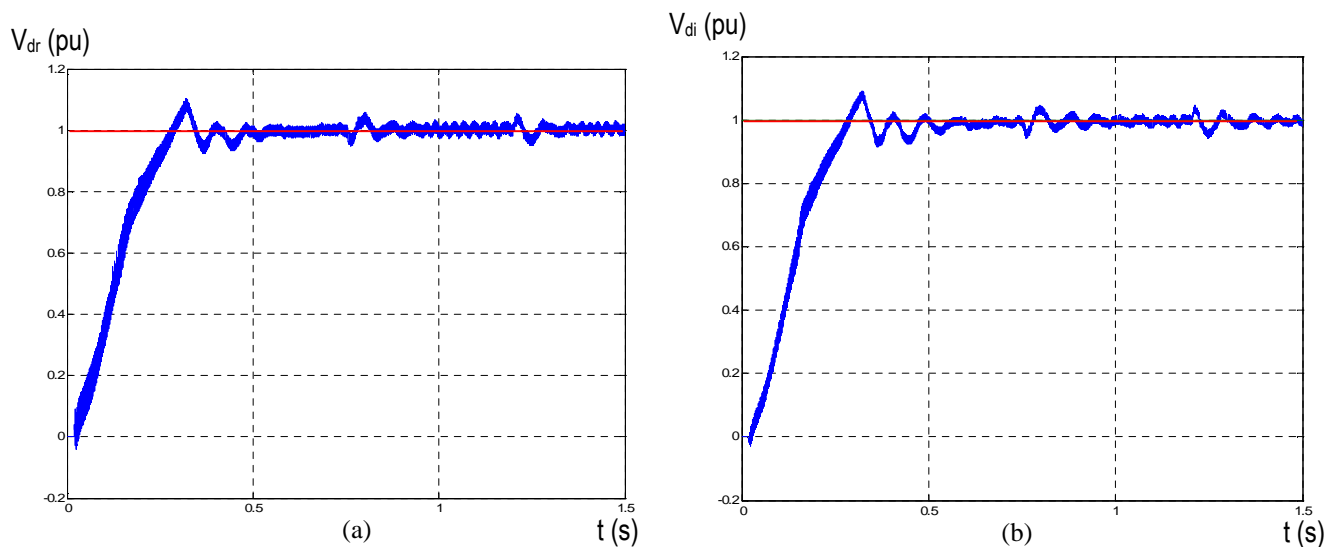
#### III.5.2.2.1 Test de la réponse en courant

Pour tester les performances du régulateur de courant coté redresseur, on applique une variation de la consigne de courant égale à 0.1 pu à  $t = 0.75$  s qu'on annule à  $t = 1.2$  s. La figure III.11 montre le courant continu côté redresseur et côté onduleur avec leurs valeurs de référence ( $I_r$ ). La réponse est bien contrôlée et stable.



**Figure III.12** Tension continue (pu) (a) coté redresseur (b) coté onduleur

Les tensions continues restent constantes comme le montre la figure III.12, et obéissent à la commande coté onduleur.

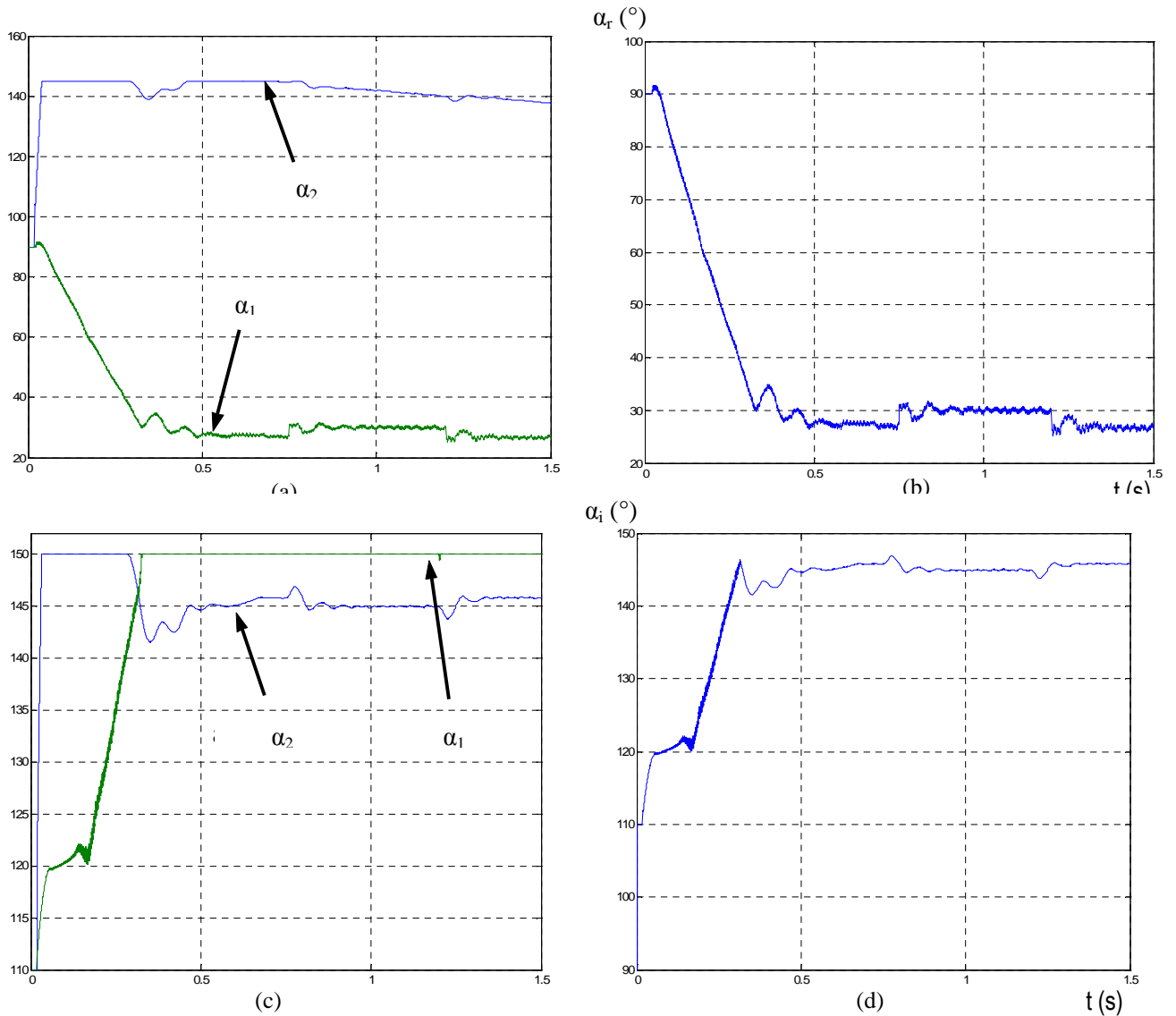


**Figure III.12** Tension continue (pu) (a) coté redresseur (b) coté onduleur

La figure III.13.a montre que le réglage de tension ( $\alpha_2$ ) n'a aucun effet et que seul le réglage de courant intervient ( $\alpha_1$ ) d'où la valeur retenue pour  $\alpha_r$  telle que montrée par la figure III.13.b. Aux variations de consigne de courant 1 pu et 0.9 pu correspondent respectivement les valeurs de l'angle d'amorçage  $26^\circ$  et  $30^\circ$ .

Coté onduleur, en régime transitoire (au démarrage), la figure III.13.c montre que l'angle

d'amorçage est déterminé par le régulateur de courant ( $\alpha_1$ ) et en fonctionnement normal, l'angle d'amorçage est donné par le régulateur de tension ( $\alpha_2$ ). La figure III.13.d montre le comportement de l'angle d'amorçage retenu obéissant à la règle de la petite des valeurs entre  $\alpha_1$  et  $\alpha_2$ ,  $\alpha_i$  étant égal  $146^\circ$ .

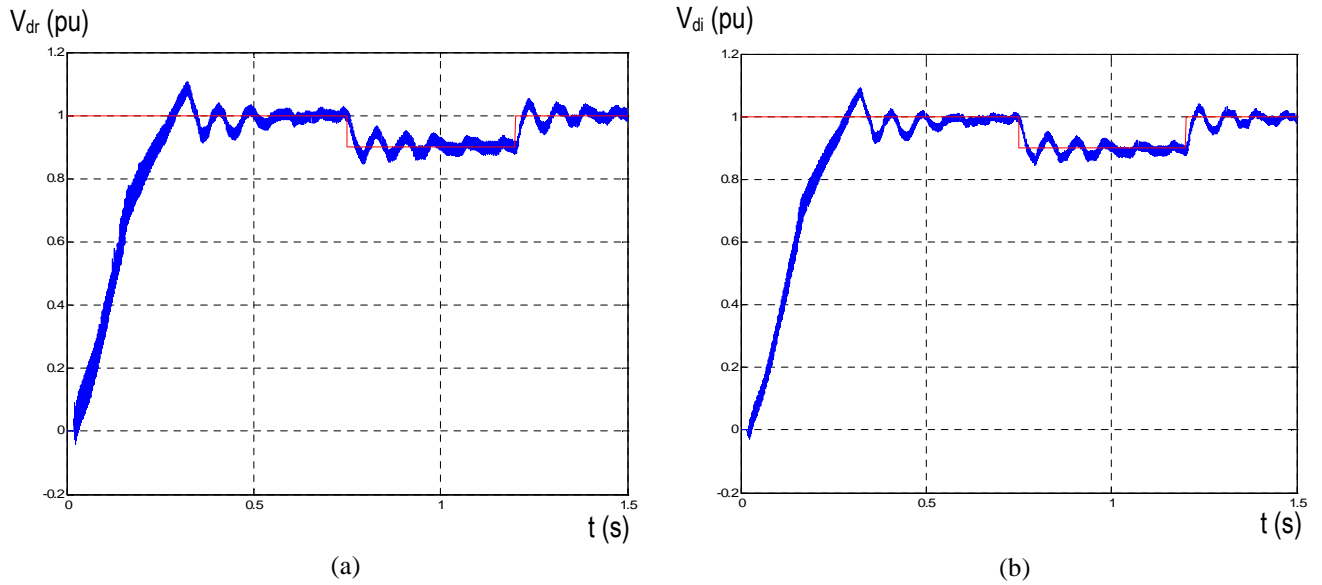


**Figure III.13** Angles d'amorçage (a, b) redresseur (c, d) onduleur

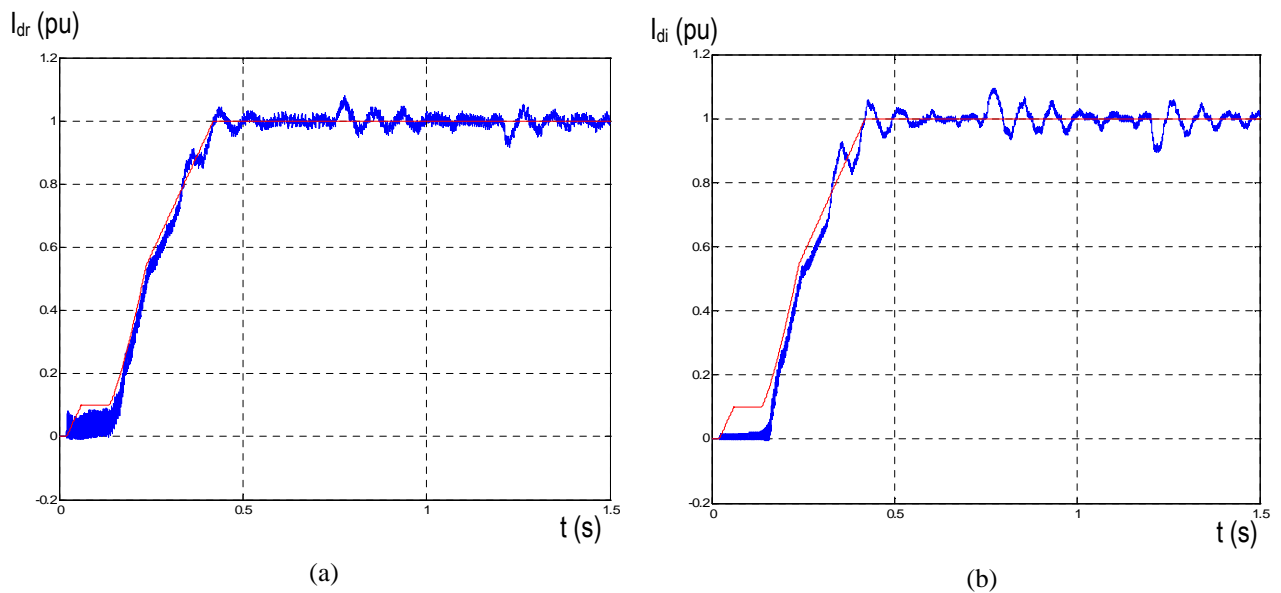
### III.5.2.2.2 Test de la réponse en tension

Pour tester les performances du régulateur de tension coté onduleur, on applique une variation de la consigne de tension égale à 0.1 pu à  $t = 0.75$  s qu'on annule à  $t = 1.2$  s. La figure III.14 montre la tension continue côté redresseur et côté onduleur avec leurs valeurs de référence  $V_{ref}$  en rouge. La réponse est bien contrôlée et stable.



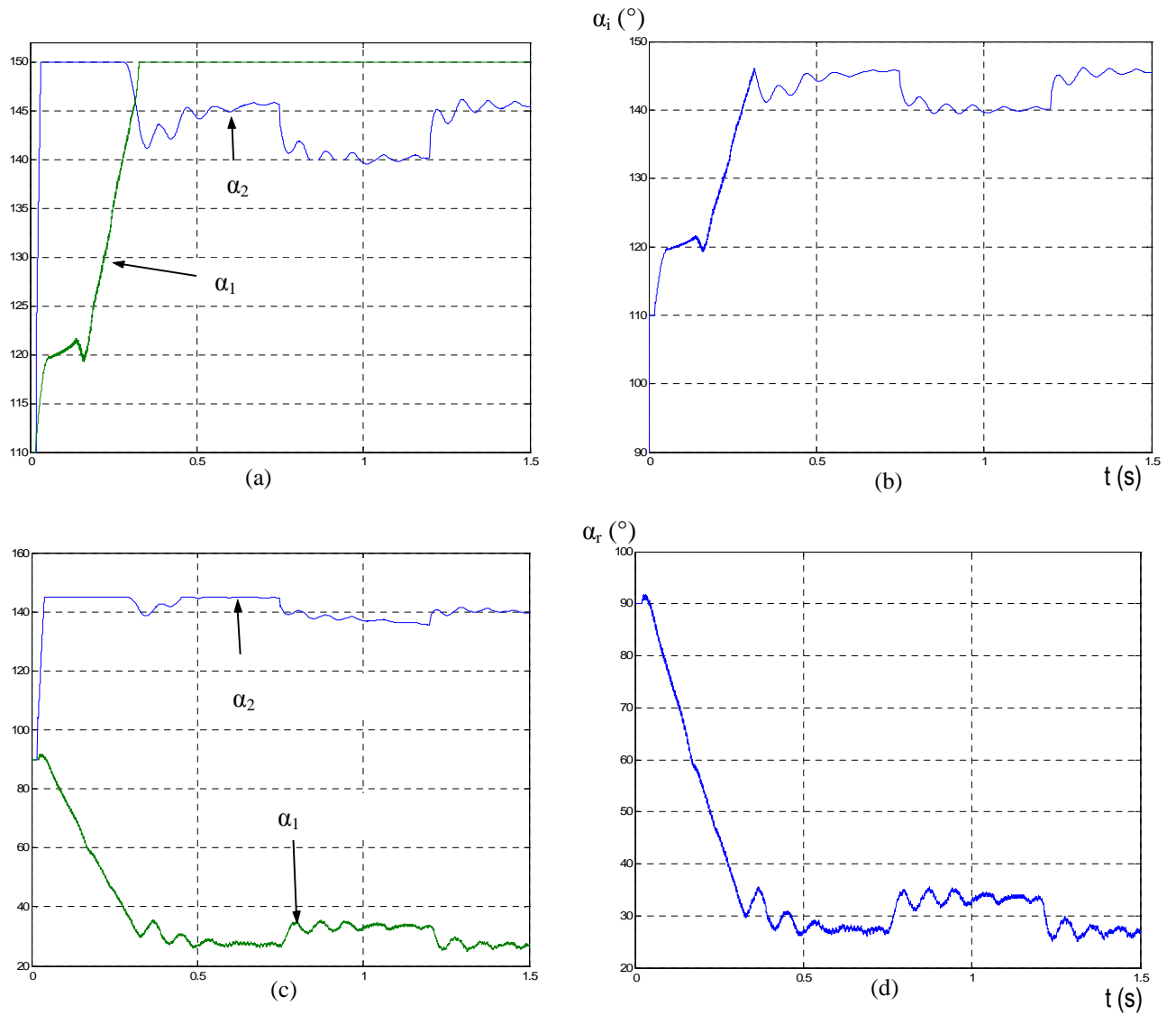


**Figure III.14** Tension de la ligne CC et sa référence (pu) (a) côté redresseur (b) côté onduleur  
Le courant continu reste constant comme la montre la figure III.15 et obéit à la commande côté redresseur.



**Figure III.15** Courant de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (a) côté redresseur (b) côté onduleur

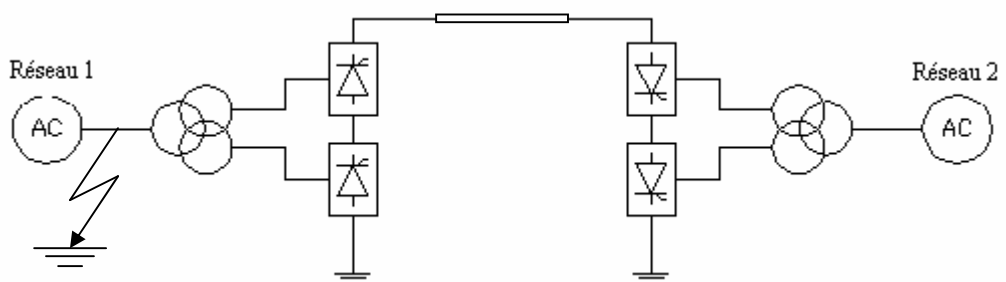
La variation de tension de 1 pu à 0.9 pu montre que l'angle d'amorçage varie comme indiqué par la figure III.16.a de la valeur  $146^\circ$  à  $140^\circ$ . La figure III.16.b montre la valeur de  $\alpha_i$  retenu. L'angle d'amorçage  $\alpha_r$  retenu de la figure III.16.d est aussi augmenté pour maintenir le courant continu dans la ligne CC constant.



**Figure III.16** Angles d'amorçage (a, b) onduleur (c, d) redresseur

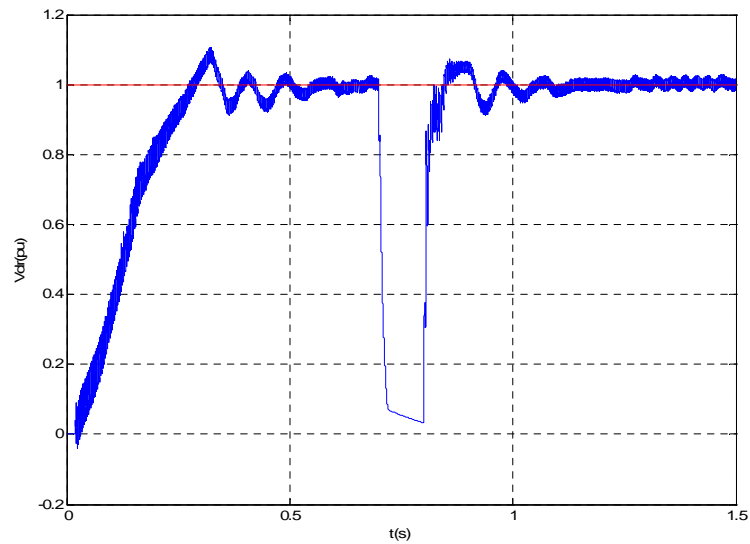
### III.5.2.3 Performance du système en cas de perturbation

Des simulations de perturbations sont provoquées coté alternatif du redresseur comme indiqué sur la figure III.17.



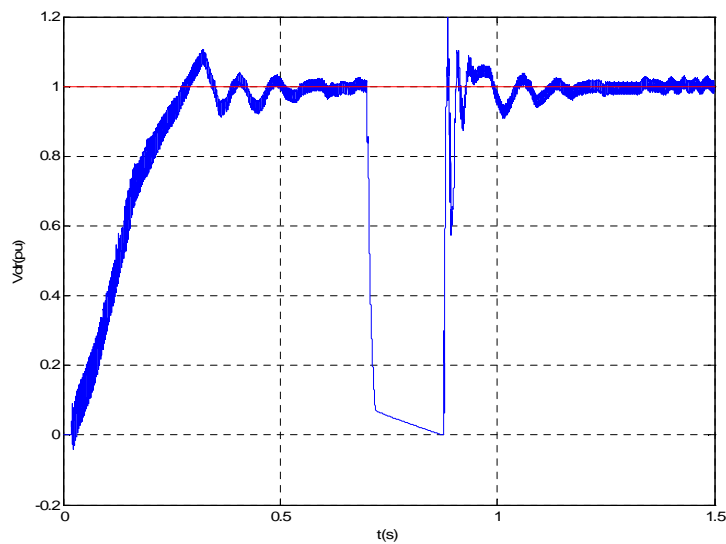
**Figure III.17** Système étudié

Pour une durée de défaut de 100 ms on obtient les résultats de la figure III.18. On observe un effondrement de la tension  $V_{dr}$  qui prend une valeur inférieure à 0.2 pu.



**Figure III.18** Tension  $V_{dr}$

La tension  $V_{dr}$  s'annule pour une durée de défaut égale à 175 ms comme le montre la figure III.19.



**Figure III.19** Tension  $V_{dr}$

Au delà d'une durée de 175 ms, la tension  $V_{dr}$  reste nulle jusqu'à élimination du défaut. Nous retenons deux durées de défaut : 100 ms et 400 ms.

### III.5.2.3.1 Simulation d'un défaut triphasé coté onduleur

Le défaut est localisé coté triphasé coté onduleur comme indiqué sur la figure III.20 ci-dessous

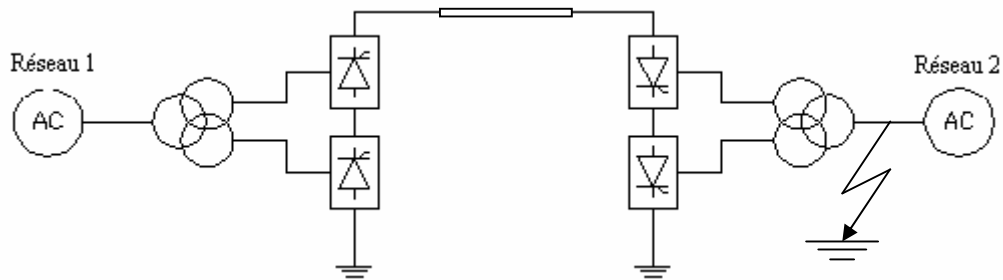
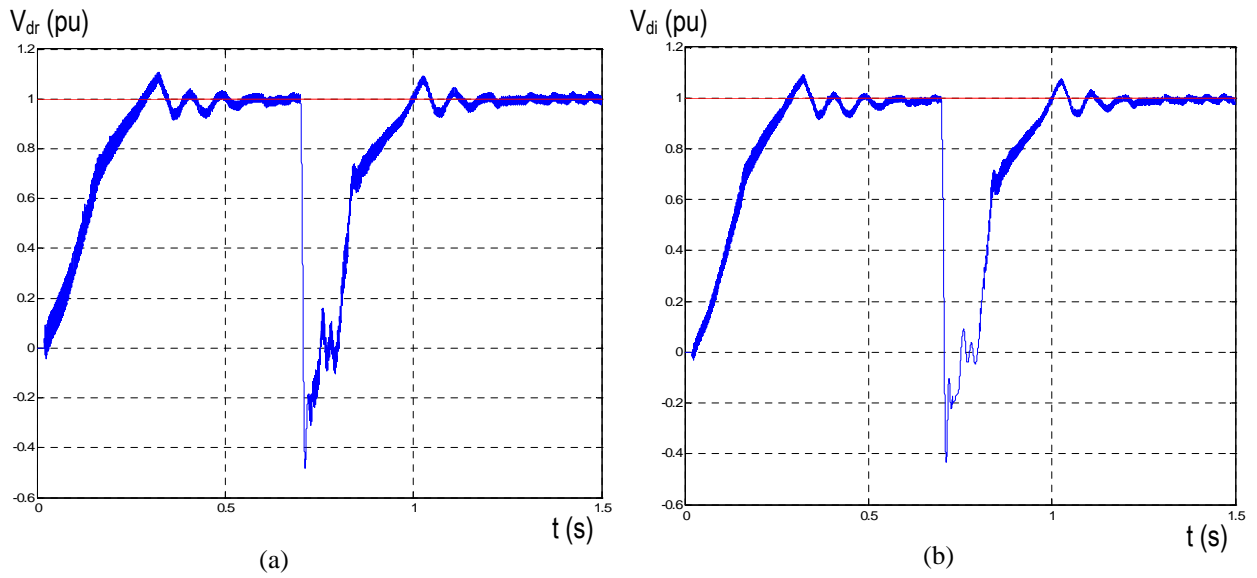


Figure III.20 Système étudié

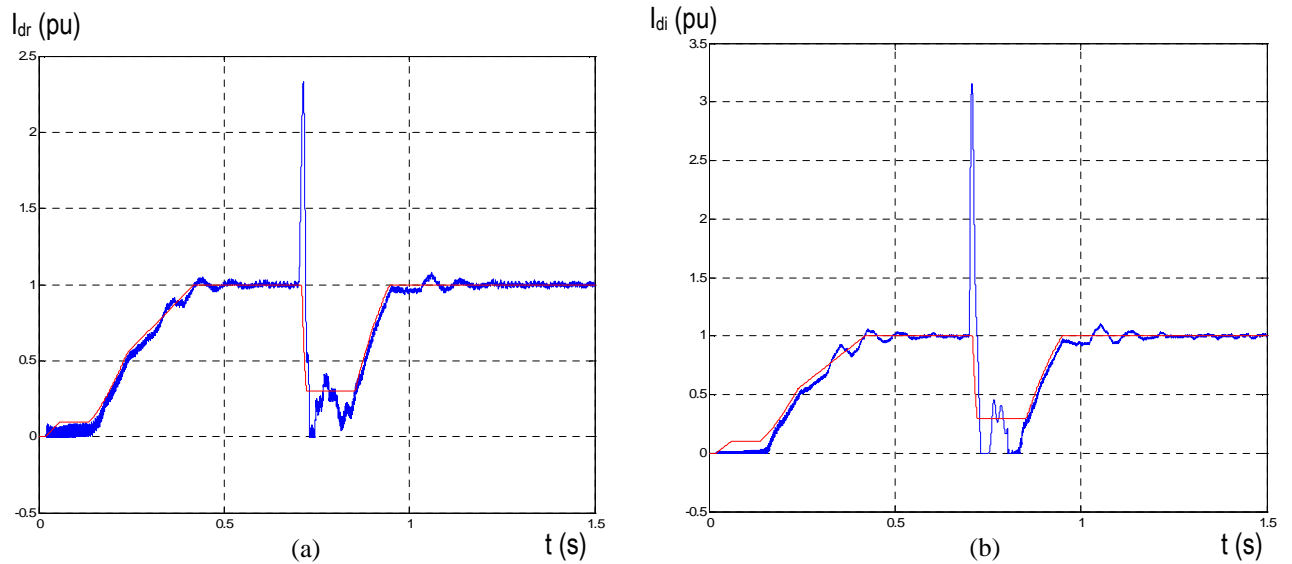
#### III.5.2.3.1.1 Simulation d'un défaut de durée 100 ms

Le défaut est appliqué à 0.7 s et éliminé à 0.8 s. les résultats de simulation sont montrés dans les figures III.21, III.22 et III.23. Le défaut entraîne un effondrement momentané de la tension continue qui s'annule et change de signe durant le défaut (Fig.III.21) tandis que le courant continu atteint une valeur voisine de 3 pu (Fig.III.22). Cette valeur est limitée par la réactance de lissage coté continu et l'impédance du transformateur. Le procédé de limitation de courant LCCDT (VDCOL) permet de limiter la consigne de courant à une valeur minimale  $I_{\min}$  égale à 0.3 pu (courbe en rouge). Les tensions et les courants retrouvent leurs valeurs initiales après élimination du défaut. L'angle d'amorçage de commande coté redresseur  $\alpha_r$  dépasse  $90^\circ$  (Fig.III.23) durant le défaut provoquant ainsi le fonctionnement en onduleur. Ceci limite le courant de la ligne CCHT [1].

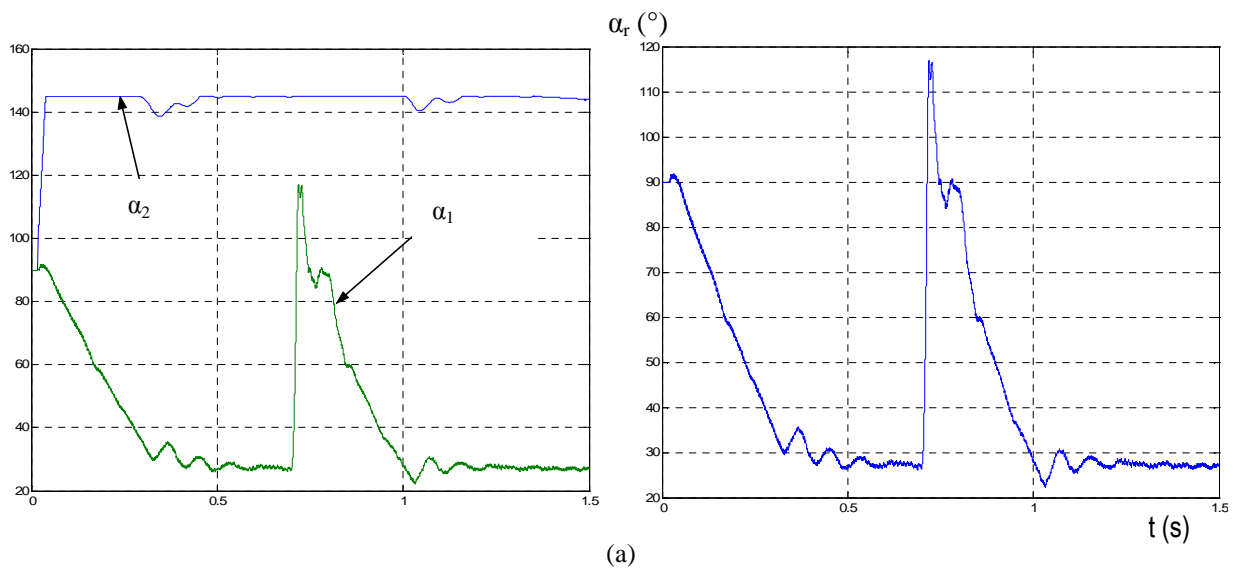
Au cours de la période de récupération, un passage du mode de réglage du courant au mode de réglage de tension dans le système de commande de l'onduleur est également observé.

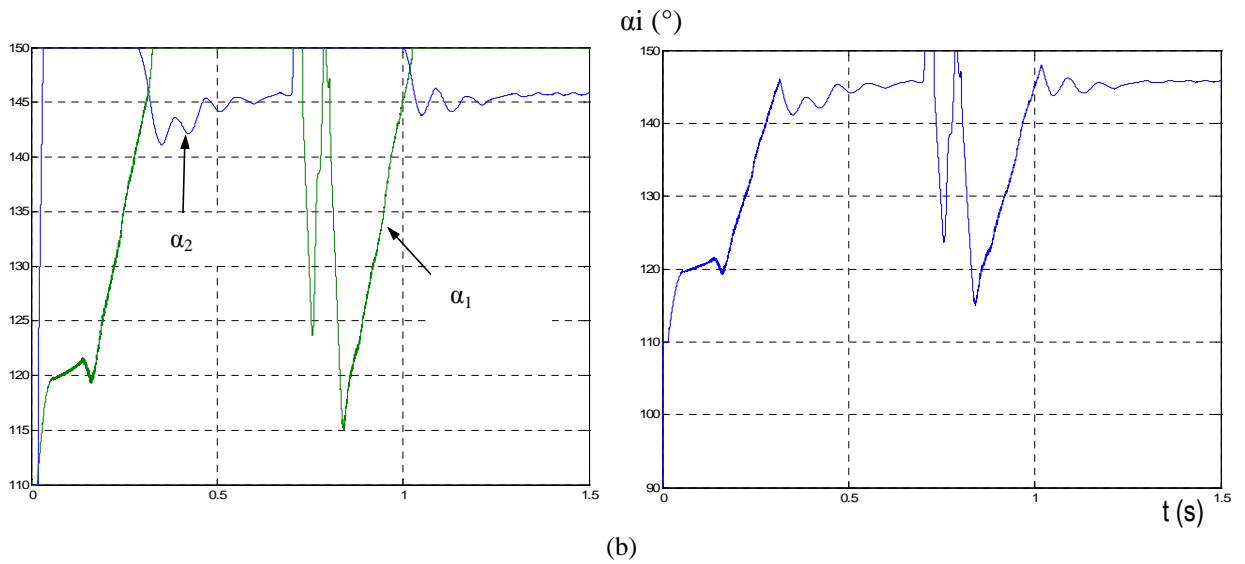


**Figure III.21** Tensions de la ligne CC (pu) (a) côté redresseur (b) côté onduleur



**Figure III.22** Courant de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (pu) (a) côté redresseur (b) côté onduleur

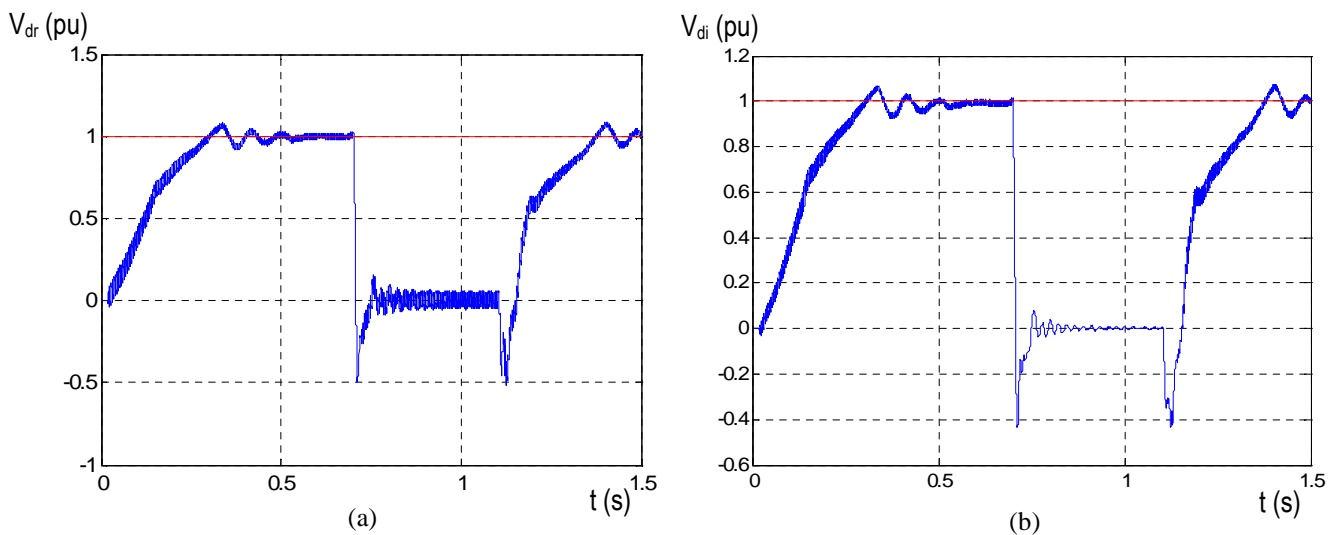




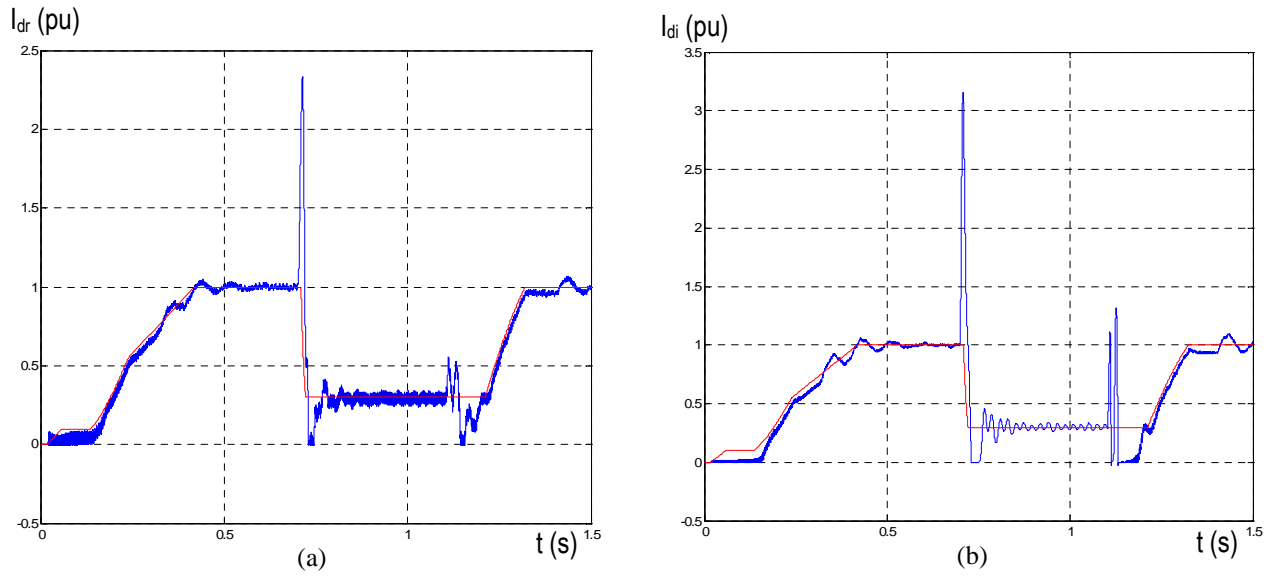
**Figure III.23** Angles d'amorçage (a) côté redresseur (b) côté onduleur

### III.5.2.3.1.2 Simulation d'un défaut de durée 400 ms

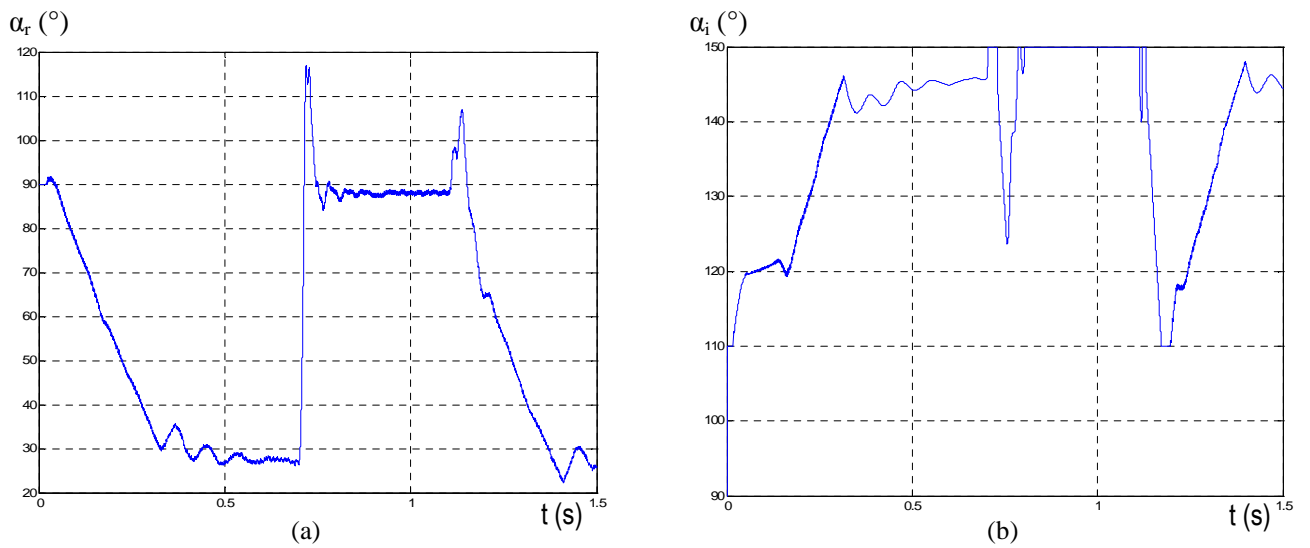
L'augmentation de la durée du défaut à 400 ms permet d'observer les résultats que montrent les figures III.24, III.25 et III.26. Cette augmentation permet de voir que la stabilité du système est maintenue quelle que soit la durée du défaut et renseigne donc sur l'efficacité d'une telle commande.



**Figure III.24** Tensions de la ligne CC (a) Côté redresseur (b) Côté onduleur



**Figure III.25** Courants de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (a) coté redresseur (b) coté onduleur



**Figure III.26** Angles d'amorçage (a) Redresseur (b) Onduleur

### III.5.2.3.2 Simulation d'un défaut triphasé coté redresseur

Le défaut est localisé coté triphasé coté redresseur comme indiqué sur la figure III.27 ci-dessous :

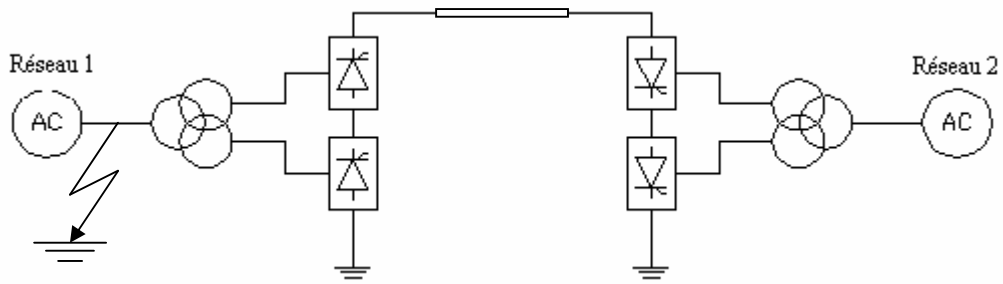


Figure III.27 Système étudié

### III.5.2.3.2.1 Simulation d'un défaut de durée 100 ms

Le procédé de limitation de courant LCCDT (VDCOL) permet de limiter la consigne de courant à une valeur minimale  $I_{min}$  égale à 0.3 pu (courbe en rouge). La figure III.29.a montre le comportement de la tension  $V_{dr}$  qui, pour la durée de défaut, s'effondre mais ne s'annule pas. Par contre, on observe un effondrement total de la tension coté onduleur  $V_{di}$  (Fig.III.29.b) et ce durant le défaut. Le système retrouve sa valeur initiale après élimination du défaut ce qui confirme la bonne performance de la régulation. Les angles  $\alpha_r$  et  $\alpha_i$  de commande restent dans les limites préconisées comme le montre la figure III.30.

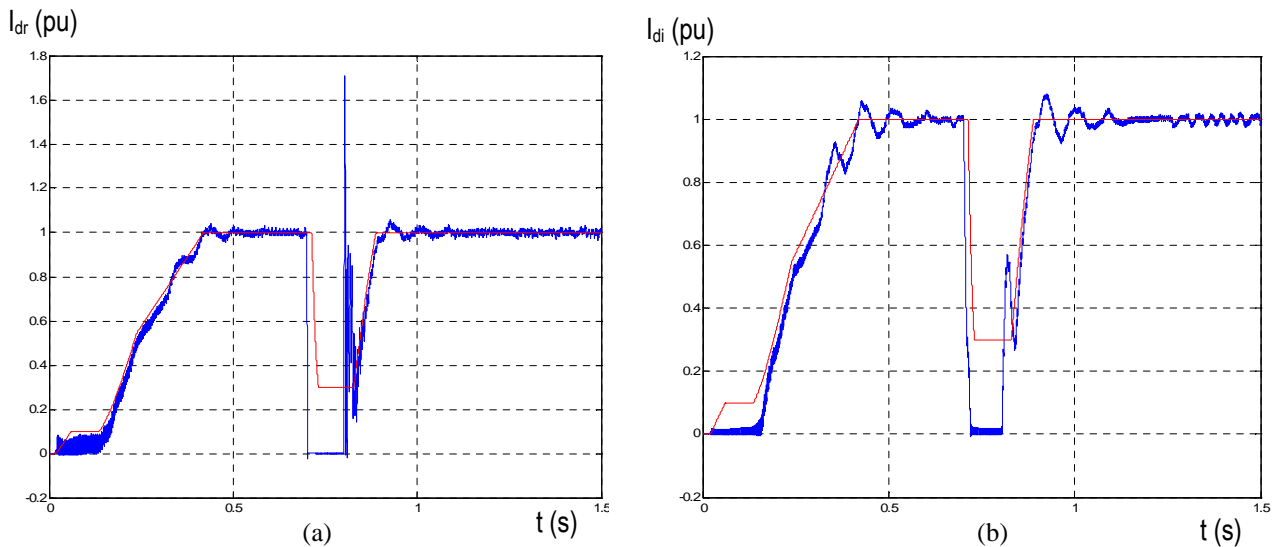
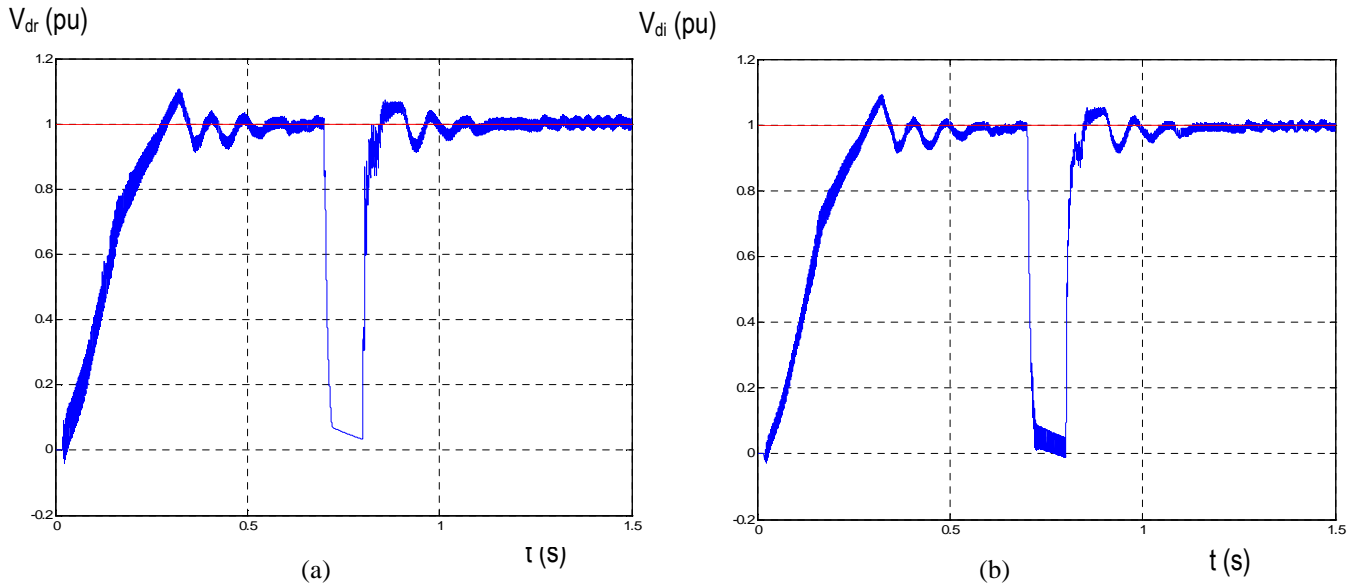
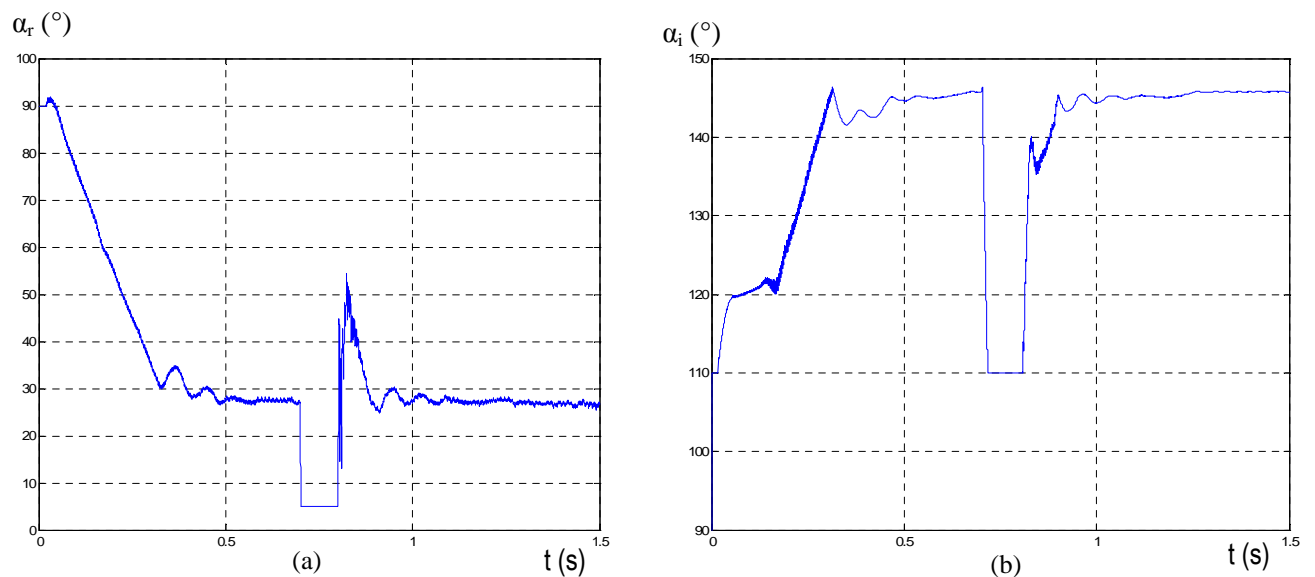


Figure III.28 Courant de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (a) coté redresseur (b) coté onduleur





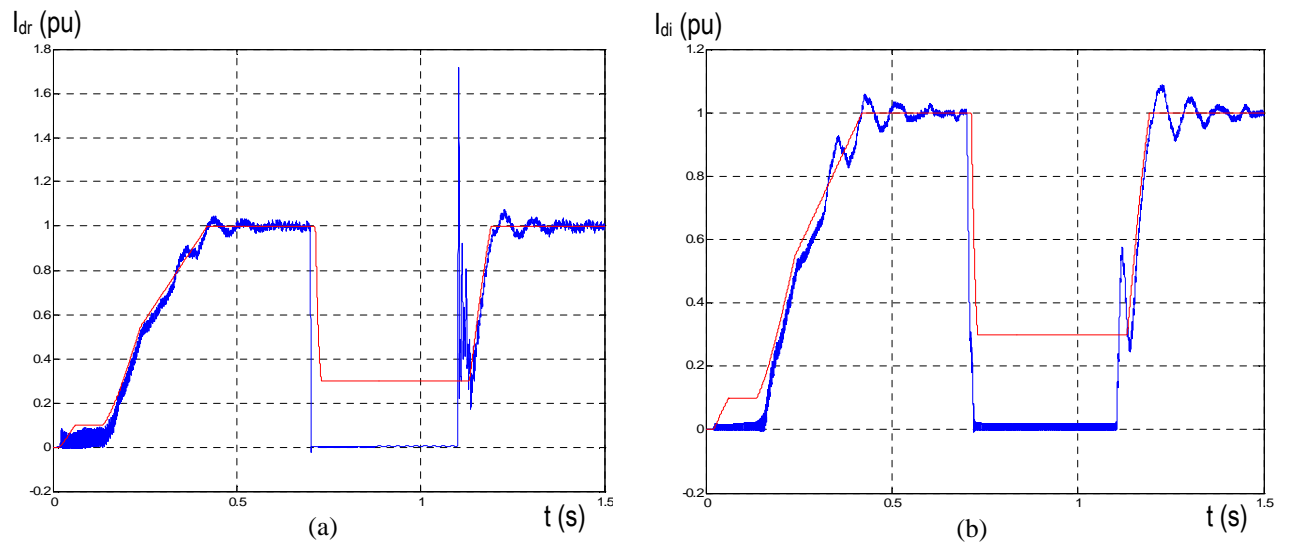
**Figure III.29** Tensions de la ligne CC (a) coté redresseur (b) onduleur



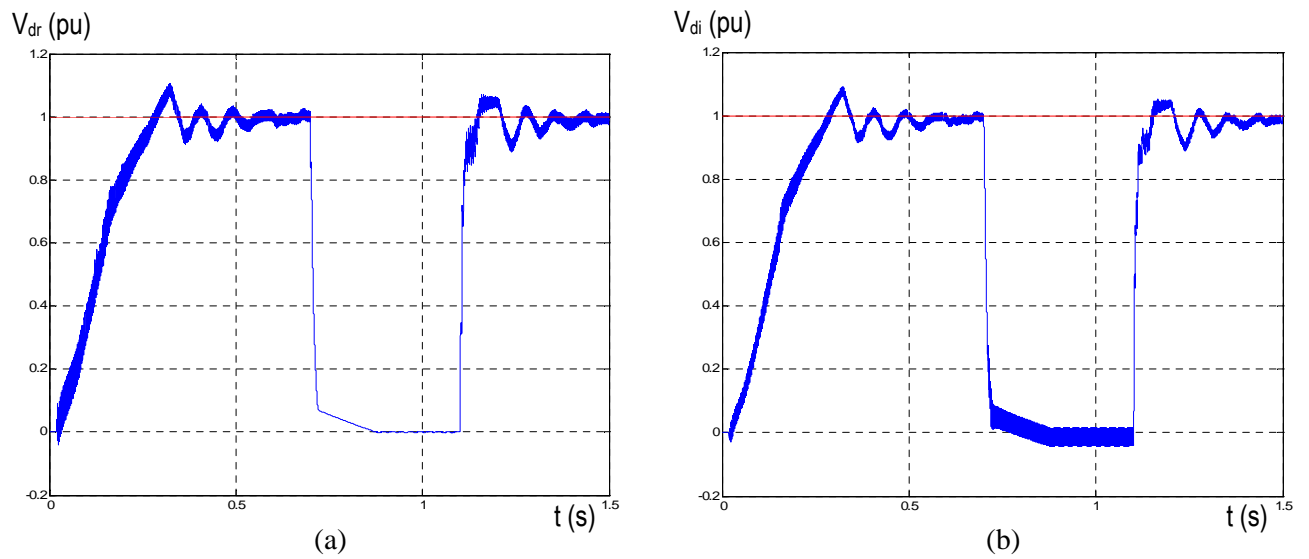
**Figure III.30** Angles d'amorçage (a) redresseur (b) onduleur

### III.5.2.3.2.2 Simulation d'un défaut de durée 400 ms

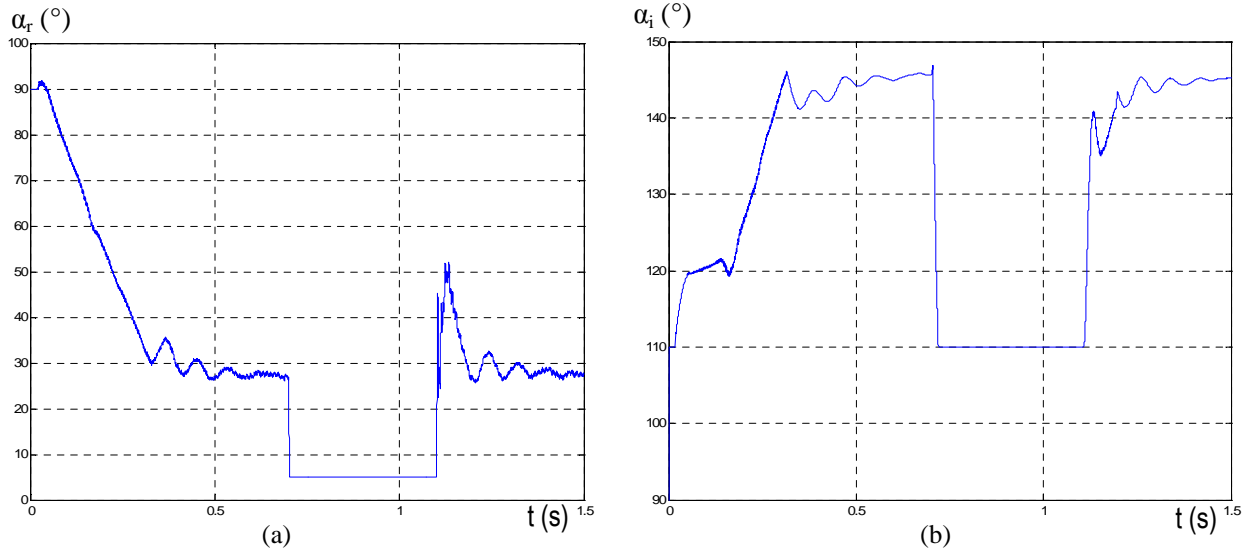
L'augmentation de la durée du défaut à 400 ms permet d'obtenir les résultats des figures III.31, III.32 et III.33 qui montrent que le système est stable. L'efficacité donc de la commande est celle observée quand le défaut était coté onduleur.



**Figure III.31** Courant de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (pu) (a) coté redresseur (b) coté onduleur



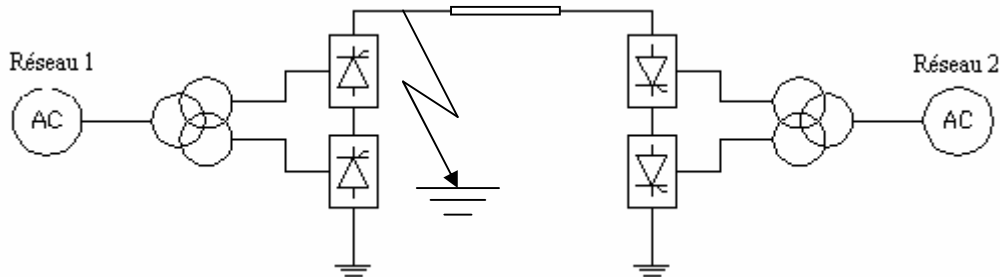
**Figure III.32** Tensions de la ligne CC (a) coté redresseur (b) onduleur



**Figure III.33** Angles d'amorçage (a) redresseur (b) onduleur

### III.5.2.3.3 Défaut sur la ligne CCHT coté redresseur

Le défaut est localisé sur la ligne CCHT coté redresseur comme le montre la figure III.34 ci-dessous :

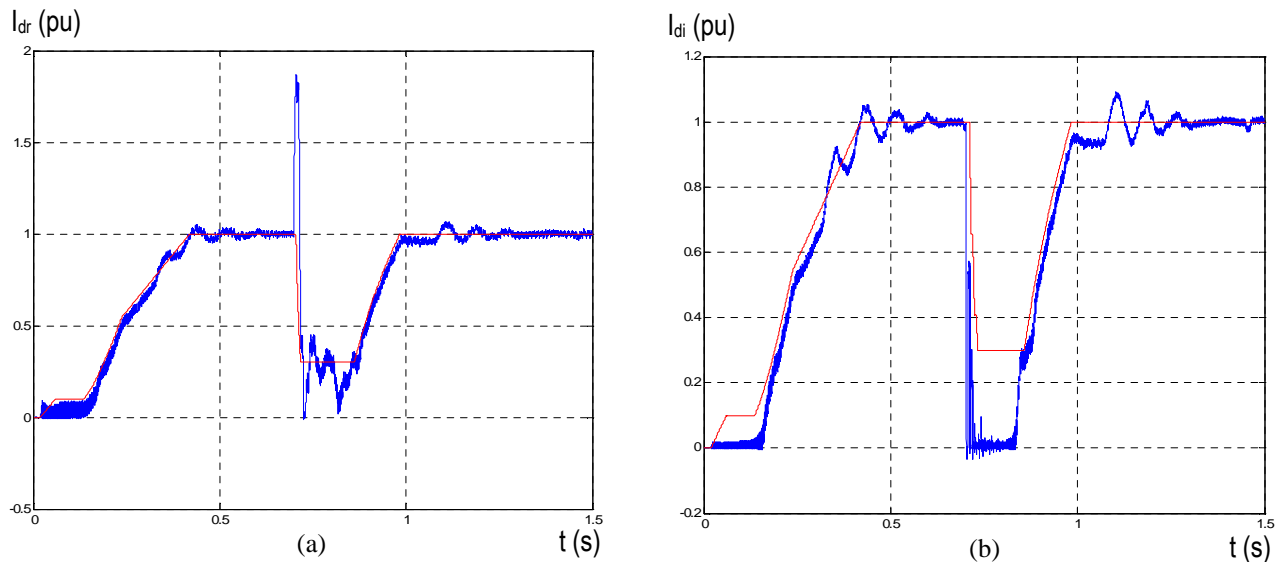


**Figure III.34** Système étudié

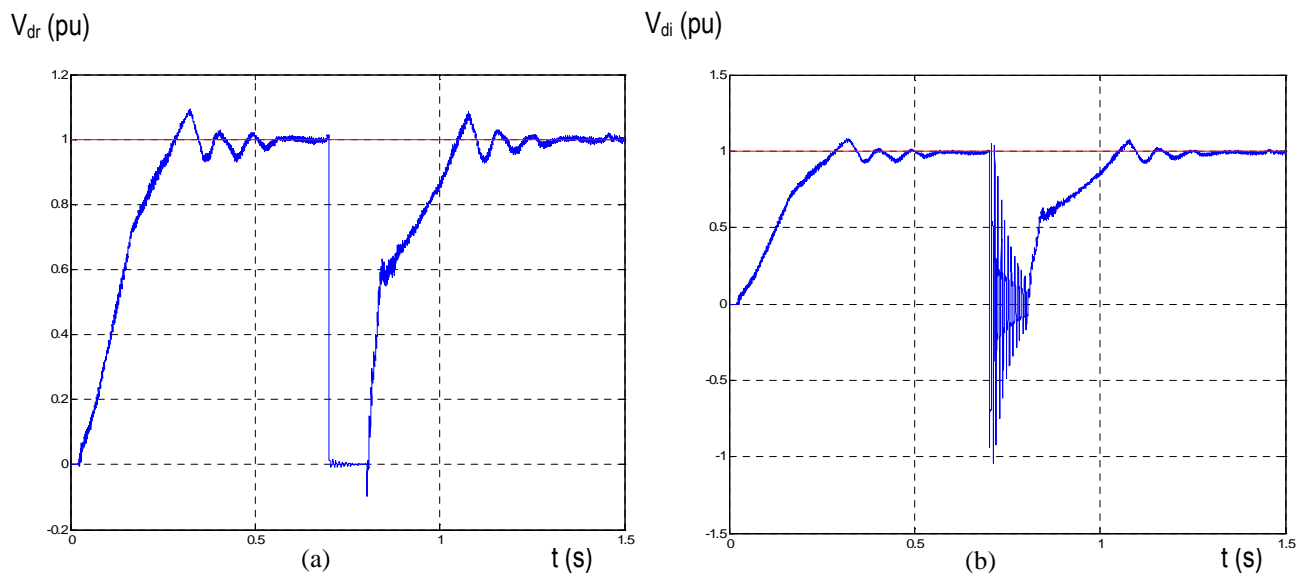
#### III.5.2.3.3.1 Simulation d'un défaut de durée 100 ms

Les résultats obtenus sont montrés par les figures III.35, III.36 et III.37. La figure III.35 montre le comportement des courants coté continu, du fait du LCCDT et l'inductance de lissage. L'augmentation du courant  $I_{dr}$  est limitée à 1.75 pu (Fig.III.35.a) durant le régime transitoire ce qui lui permet de retrouver sa valeur initiale 1 pu après élimination du défaut. Le dépassement en courant  $I_{di}$  coté onduleur reste dans une plage convenable durant le défaut. La tension  $V_{dr}$  (Fig.III.36.a) s'annule à l'apparition du défaut et reste nulle durant le défaut. Ceci

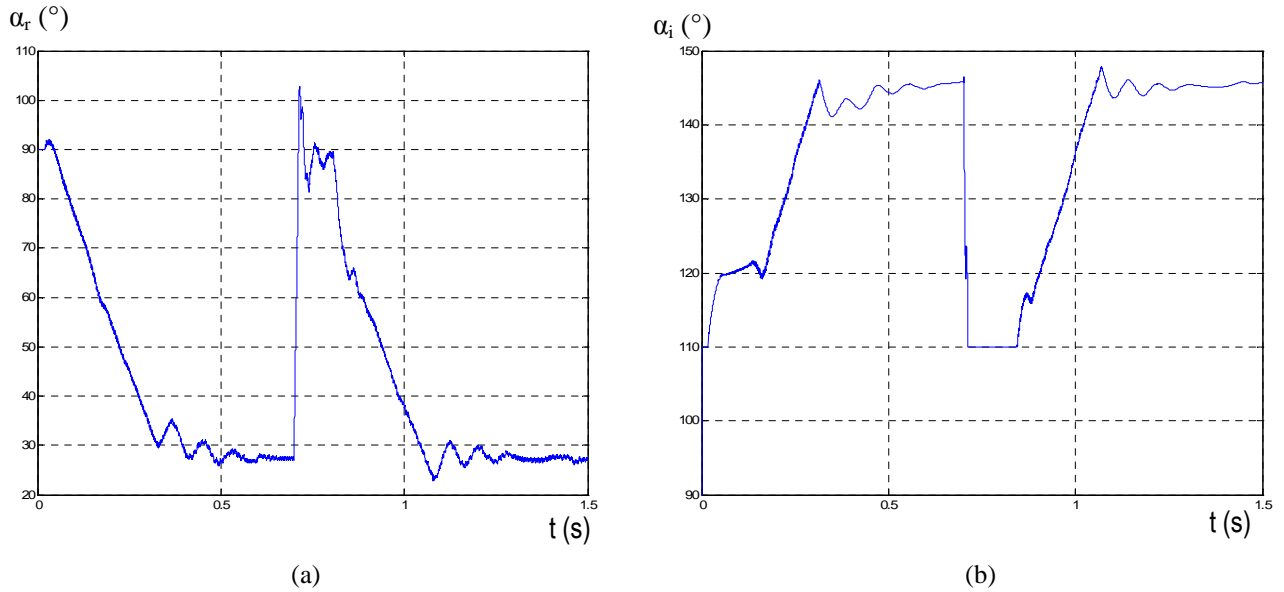
était prévisible puisque le défaut est localisé coté redresseur. On observe des oscillations de la tension  $V_{di}$  coté onduleur (Fig.III.36.b) durant le défaut. Ceci est dû aux phénomènes de propagation d'onde dans la ligne [1]. Les figures III.37 montrent que les angles de commande  $\alpha_r$  et  $\alpha_i$  sont dans les intervalles autorisés. Au cours de la période de récupération, un passage du mode de réglage du courant au mode de réglage de tension dans le système de commande de l'onduleur est également observé, comme nous l'avons vu précédemment.



**Figure III.35** Courant de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (a) coté redresseur (b) coté onduleur



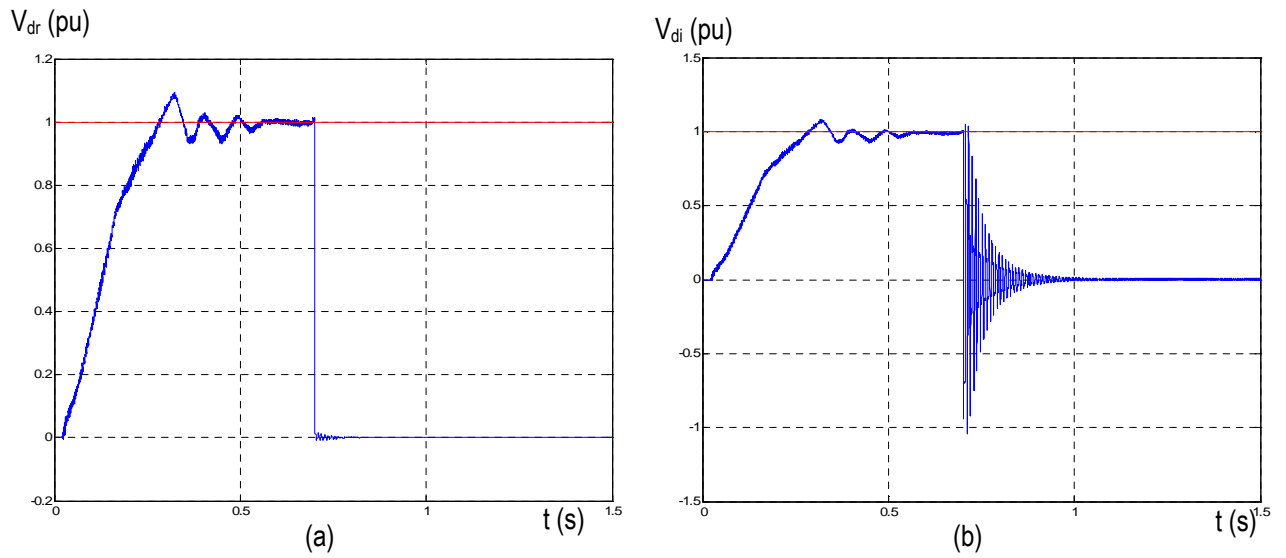
**Figure III.36** Tensions de la ligne CC (a) coté redresseur (b) coté onduleur



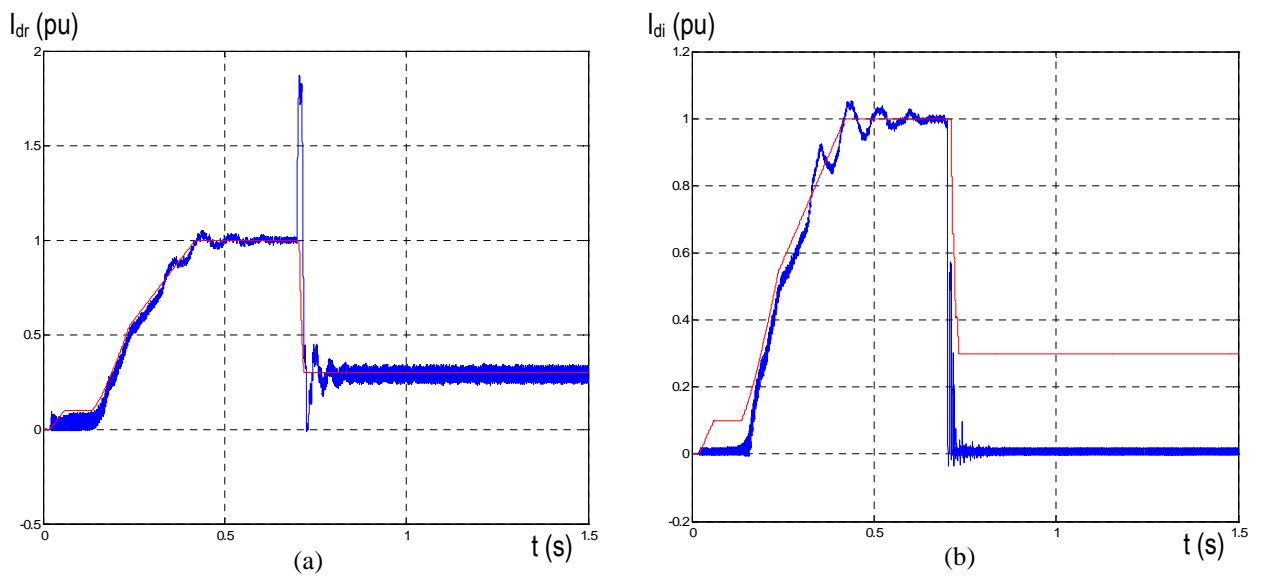
**Figure III.37** Angles d'amorçage commande (a) redresseur (b) onduleur

#### III.5.2.3.3.2 Simulation d'un défaut de durée 200 ms

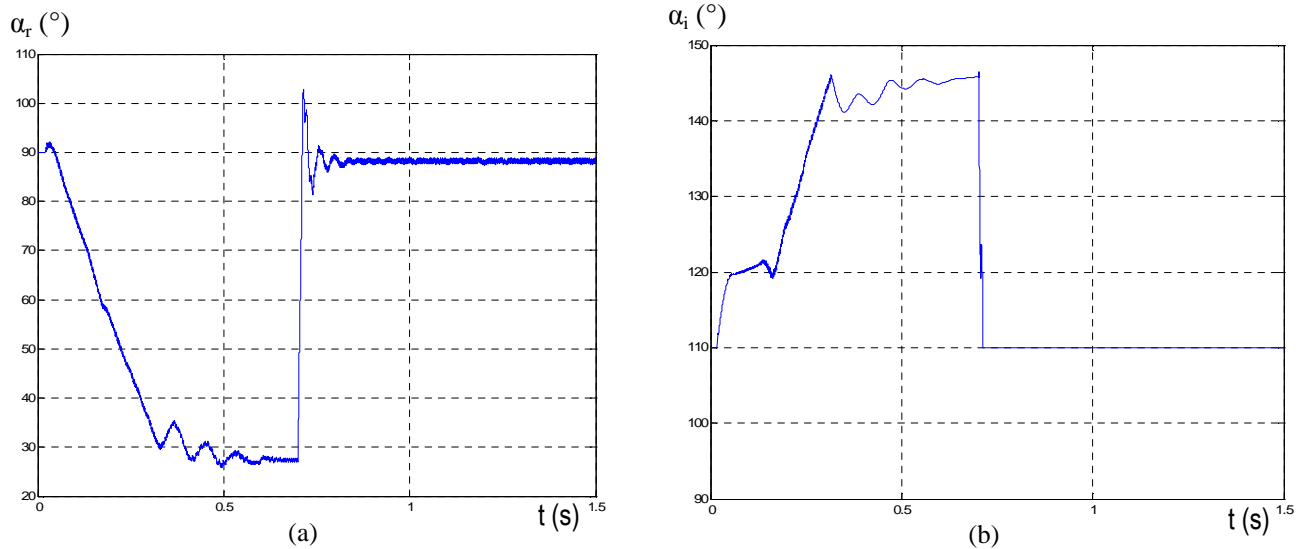
Des essais ont été opérés pour une durée de défaut égale à 400 ms. Les résultats obtenus ont montré que pour cette durée, le système a perdu sa stabilité. Nous avons alors diminué ce temps pour retenir une durée de 200 ms qui nous a permis d'avoir les résultats des figures III.38, III.39 et III.40. Le comportement de la tension est indiqué dans la figure III.38. On observe que la tension après élimination du défaut, ne reprend pas la valeur indiquée par la consigne (1 pu) et reste nulle. La commande LCCDT fait que la consigne de courant  $I_r$  reste égale à 0.3 pu comme le montre la figure III.39 car la tension est inférieure à 0.18 pu (Fig.III.7). Pour pallier à ce problème, une protection est nécessaire dont le rôle est d'agir sur les angles d'amorçage. Une forte corrélation existe donc entre la protection à mettre en place et le système de commande utilisé [14].



**Figure III.38** Tensions de la ligne CC (a) côté redresseur (b) côté onduleur



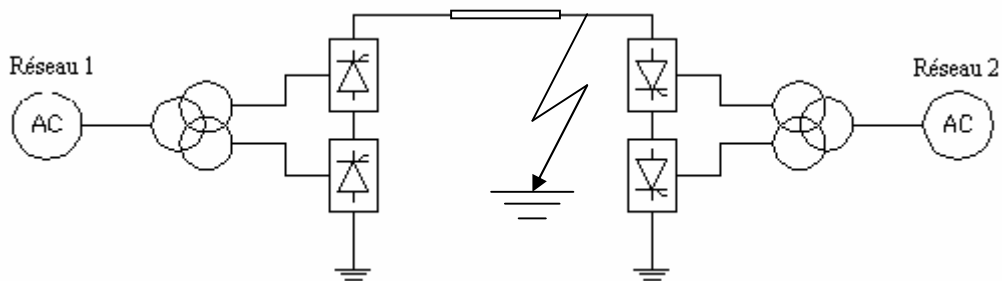
**Figure III.39** Courant de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (a) côté redresseur (b) côté onduleur



**Figure III.40** Angles d'amorçage (a) coté redresseur (b) coté onduleur

### III.5.2.3.4 Défaut sur la ligne CCHT coté onduleur

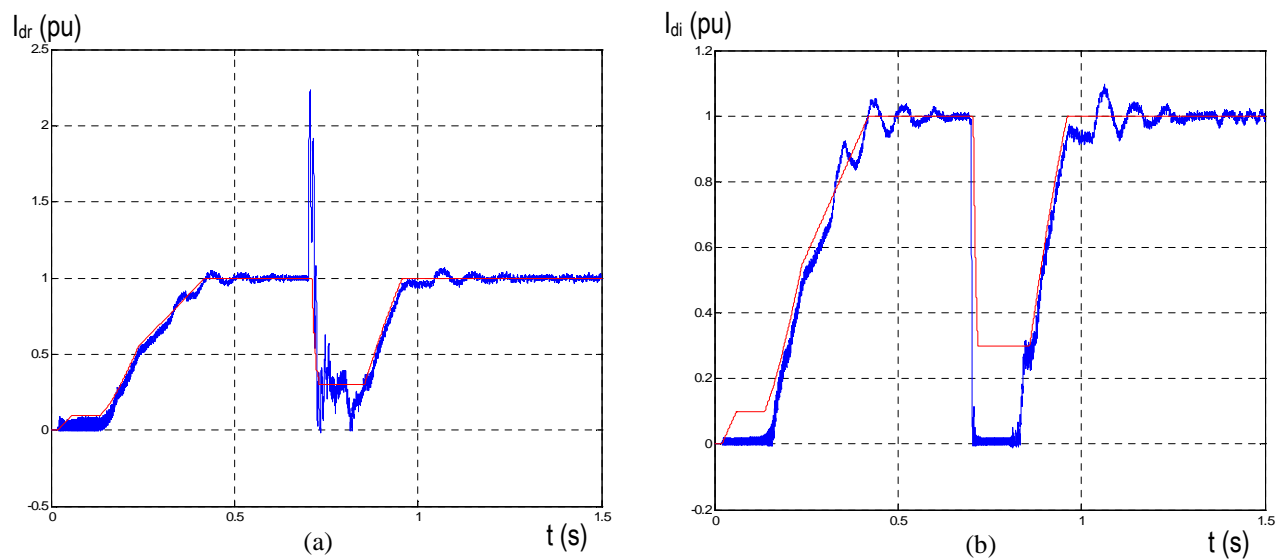
Le défaut est localisé sur la ligne CCHT coté onduleur comme le montre la figure III.41 ci-dessous :



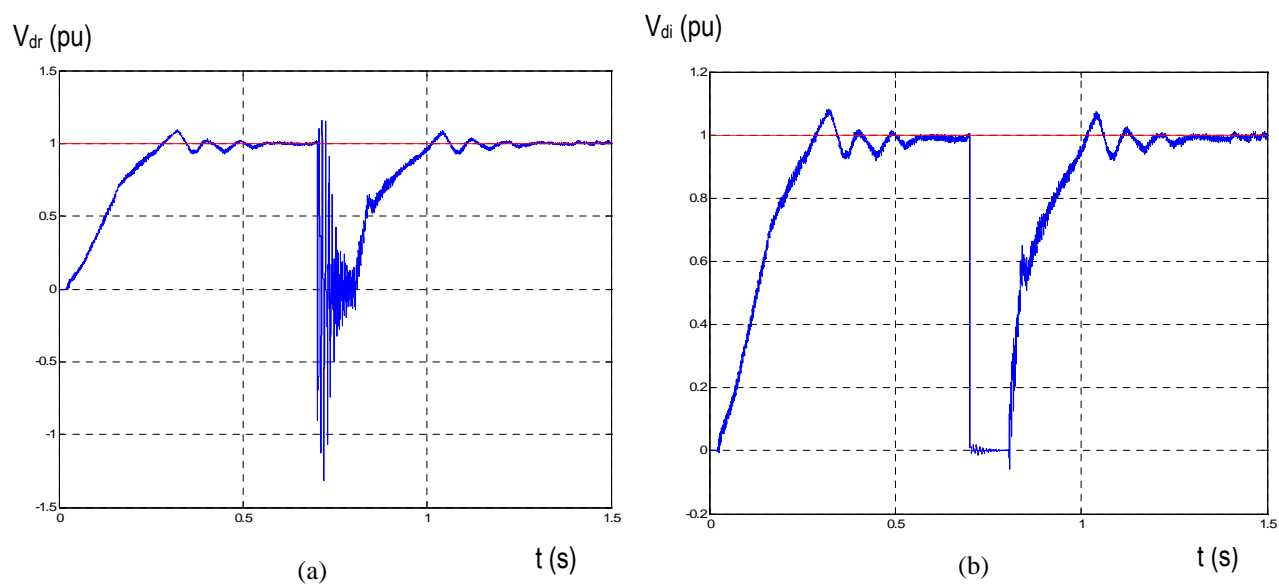
**Figure III.41** Système étudié

#### III.5.2.3.4.1 Simulation d'un défaut de 100 ms

Les résultats de simulation montrés par les figures III.42, III.43, et III.44 sont identiques aux résultats obtenus quand le défaut est simulé côté redresseur à la différence que les oscillations de tension dues aux phénomènes de propagation sont observées pour  $V_{dr}$  (Fig.III.43.a) [1].

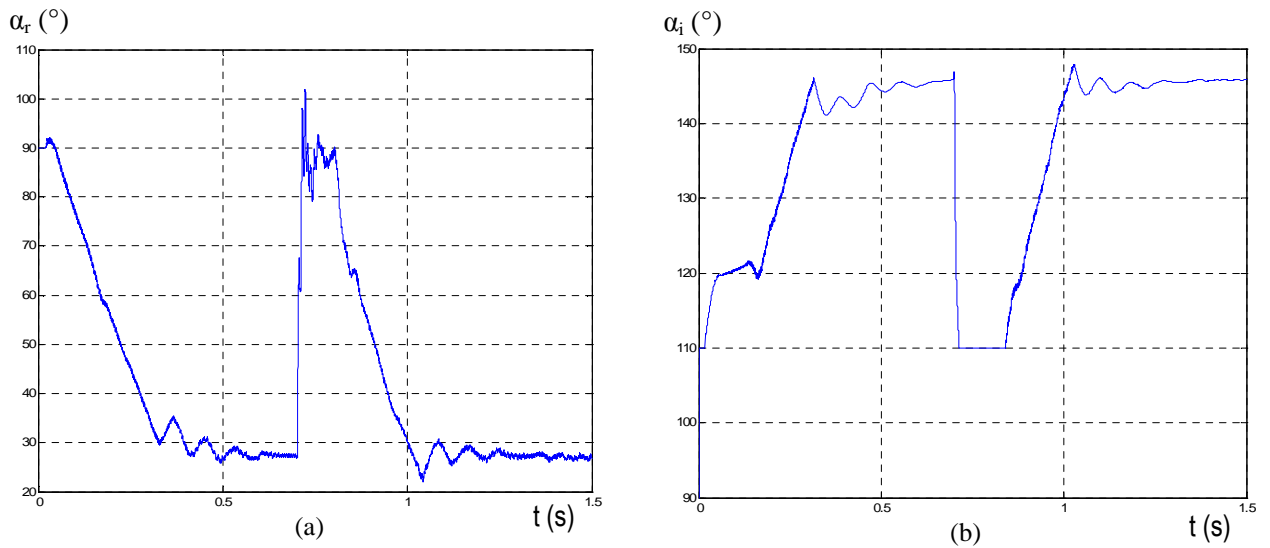


**Figure III.42** Courant de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (a) coté redresseur (b) coté onduleur



**Figure III.43** Tensions de la ligne CC (a) coté redresseur (b) coté onduleur

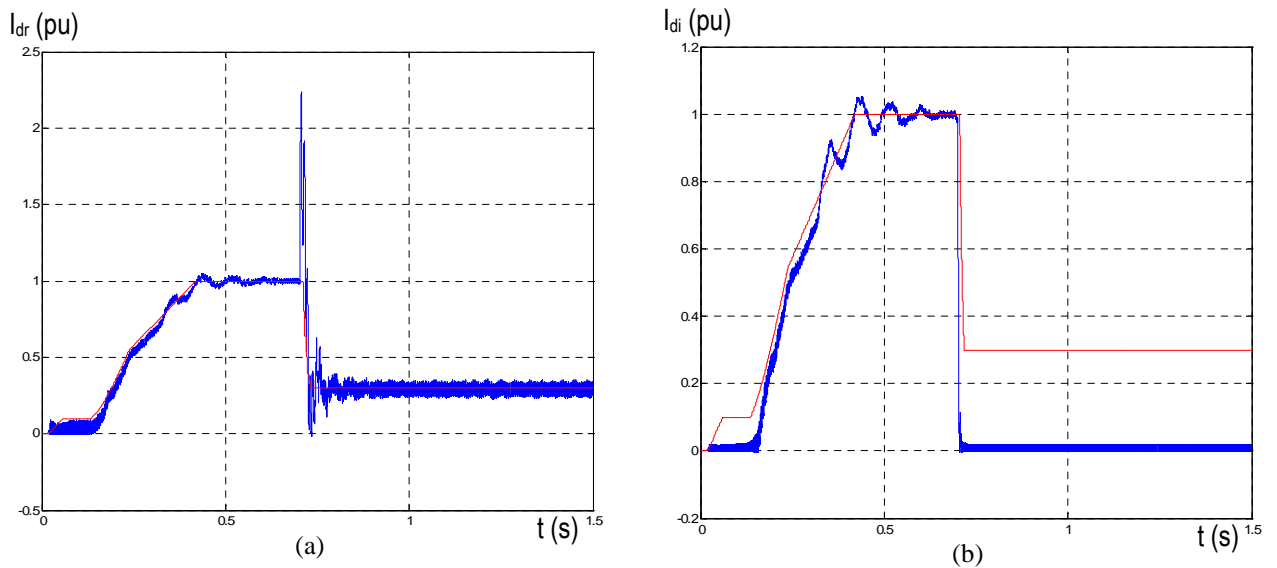




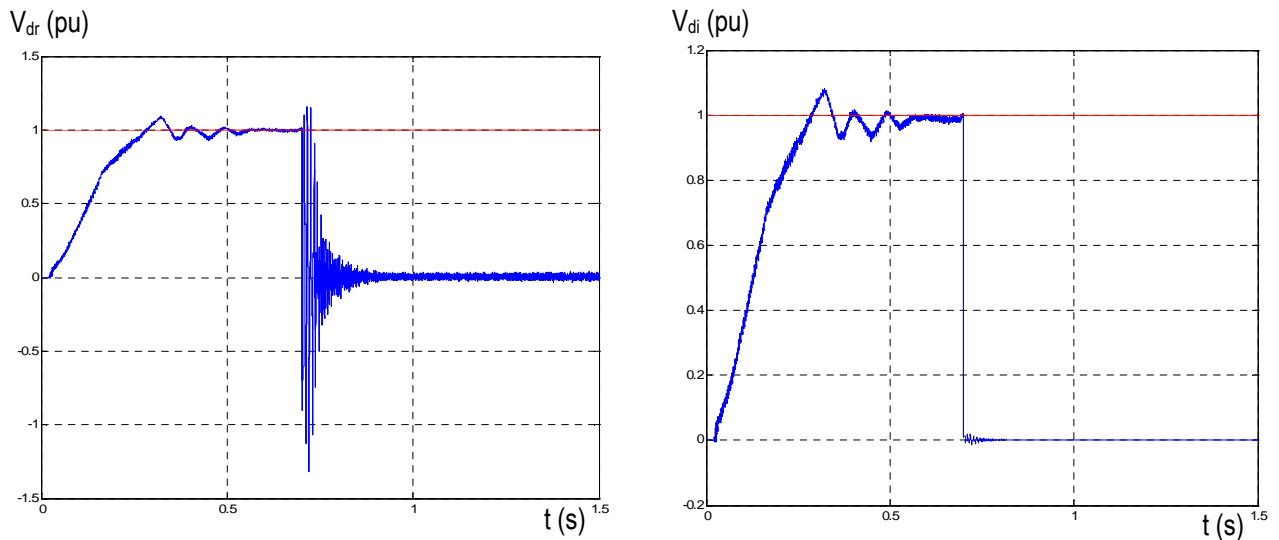
**Figure III.44** Angles d'amorçage (a) redresseur (b) onduleur

### III.5.2.3.4.2 Simulation d'un défaut de durée 200 ms

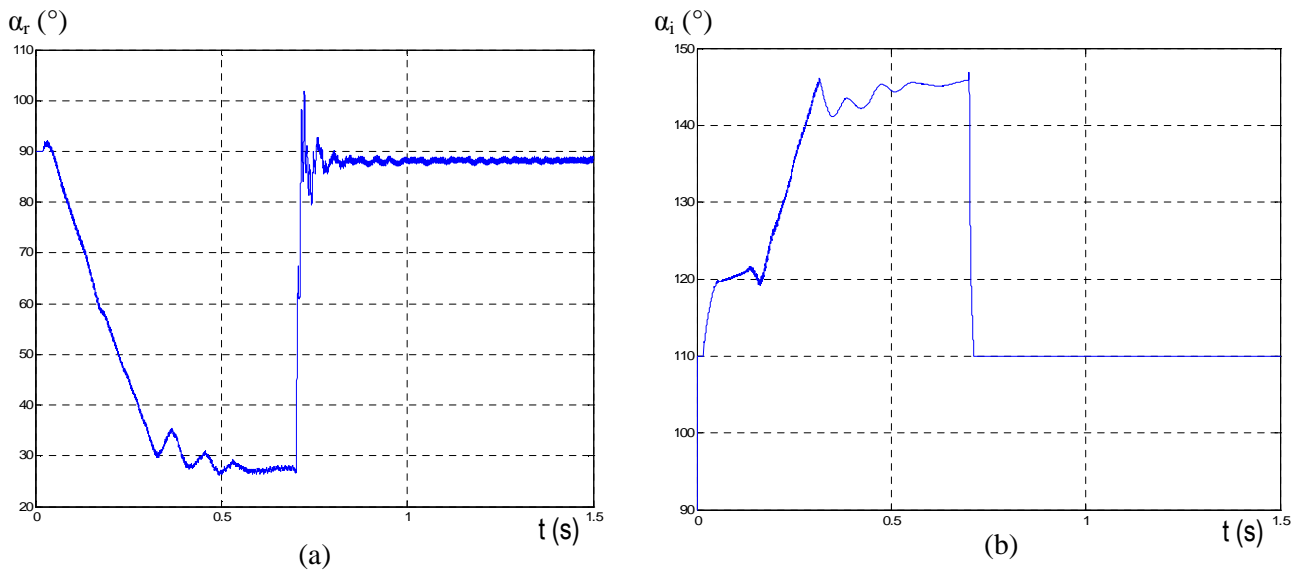
les résultats obtenus sont montrés par les figures III.45, III.46 et III.47. Ils conduisent aux mêmes conclusion que nous avons évoquées précédemment à savoir qu'une protection est nécessaire pour des défauts de durées égales ou supérieures à 200 ms.



**Figure III.45** Courant de la ligne CC et Consigne de courant Ir (a) coté redresseur (b) coté onduleur



**Figure III.46** Tensions de la ligne CC (a) coté redresseur (b) coté onduleur

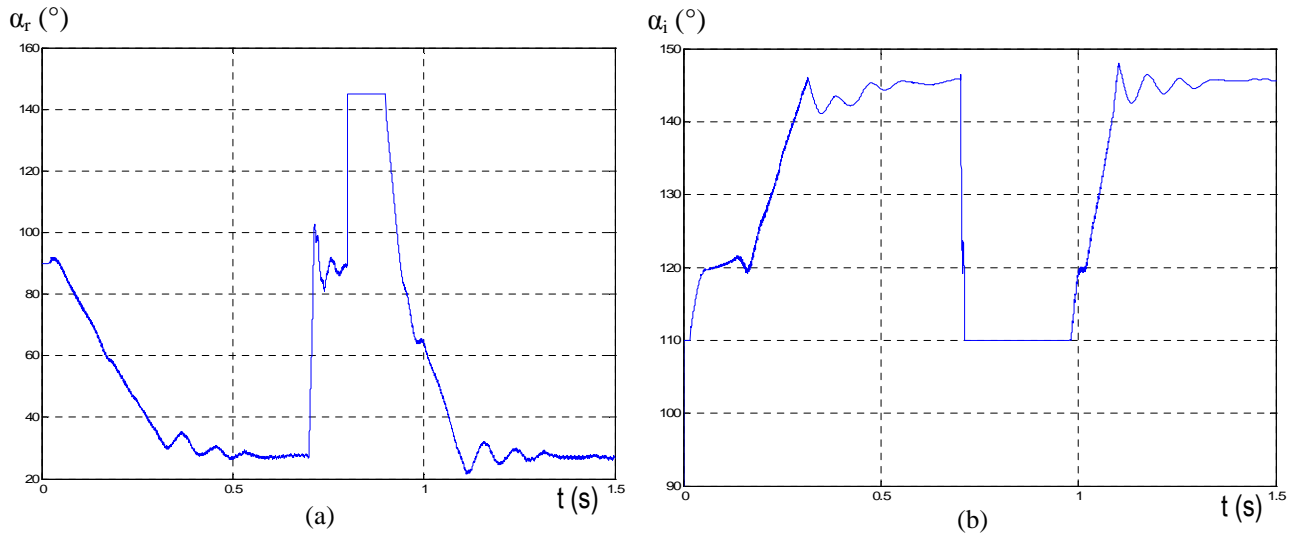


**Figure III.47** Angles d'amorçage (a) redresseur (b) onduleur

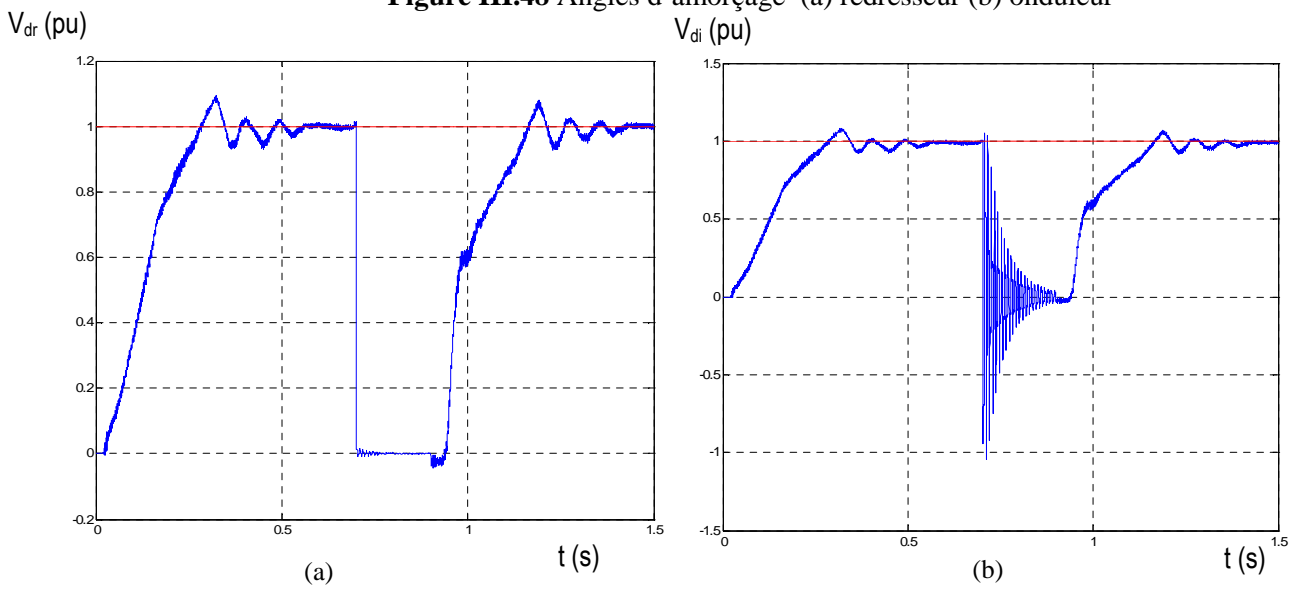
### III.5.2.3.5 Système de protection

Nous avons vu ci-dessous que pour une durée de défaut de 200 ms sur la ligne CCHT coté redresseur, il est nécessaire d'ajouter un système de protection pour pallier au problème d'instabilité. C'est ce que nous faisons dans cette partie. Un signal de protection est appliqué à 0.8 s pour agir sur l'angle d'amorçage du redresseur et le forcer à prendre sa valeur maximum ( $145^\circ$ ) qui le fait alors travailler comme onduleur. Ceci est montré par la figure III.48.a. Le défaut fait que  $\alpha_i$  prend la valeur  $110^\circ$  (Fig.48.b). Ces valeurs font que les deux convertisseurs fonctionnent à un mode permettant la décharge de la ligne CCHT [1]. Le réglage d'angle

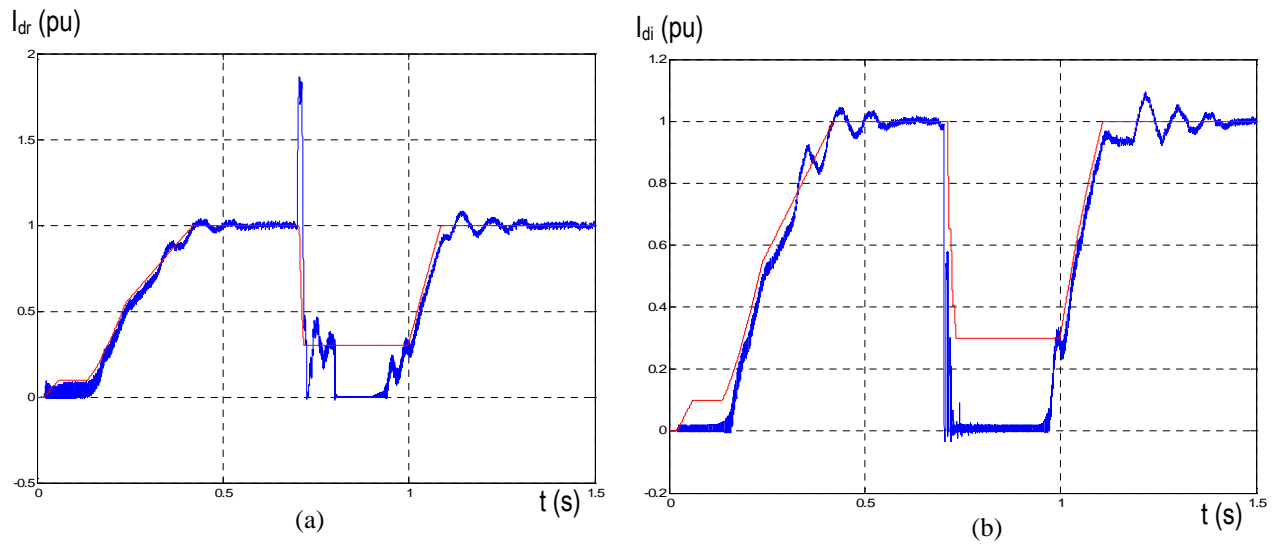
d'amorçage  $\alpha_r$  entraîne que les tensions (Fig III.49) et les courants (Fig.III.50) suivent les consignes fixées.



**Figure III.48** Angles d'amorçage (a) redresseur (b) onduleur

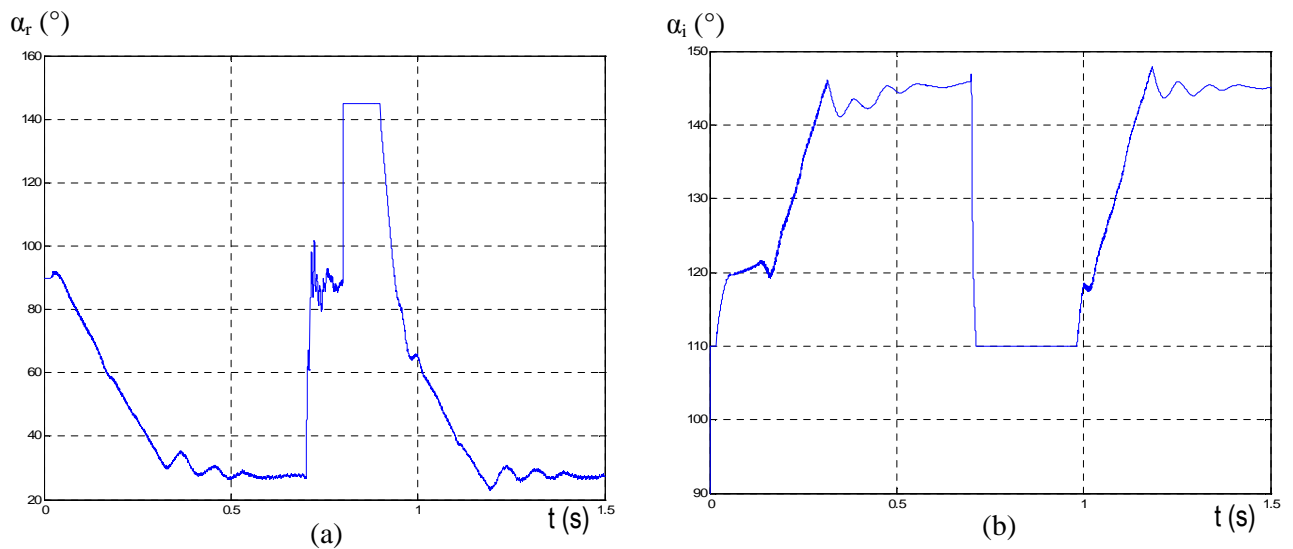


**Figure III.49** Tensions de la ligne CC (a) coté redresseur (b) coté onduleur

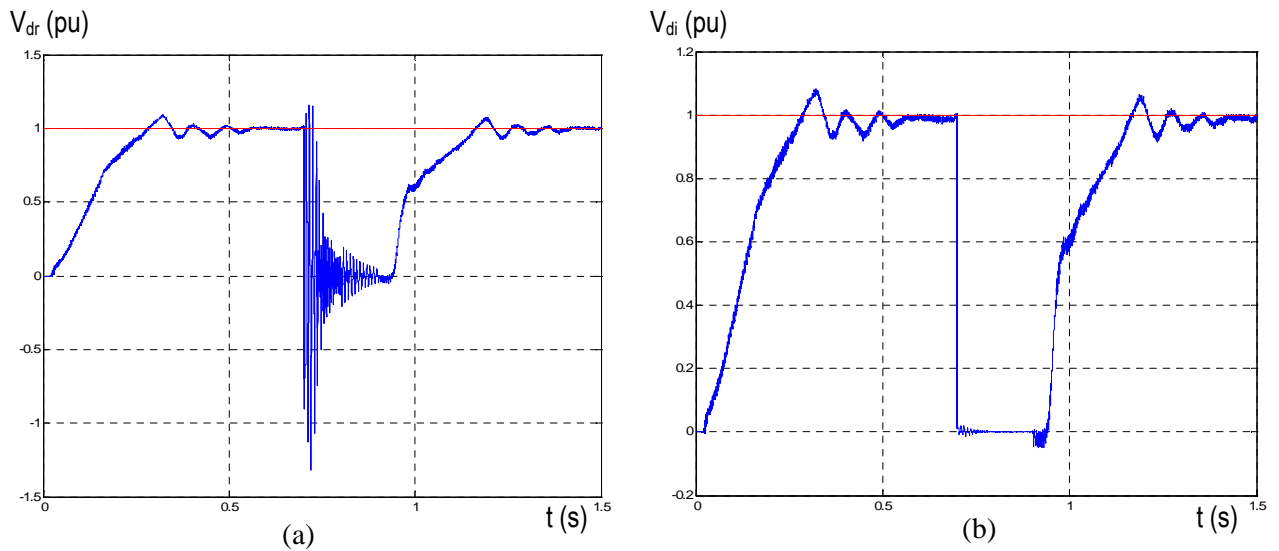


**Figure III.50** Courant de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (a) coté redresseur (b) coté onduleur

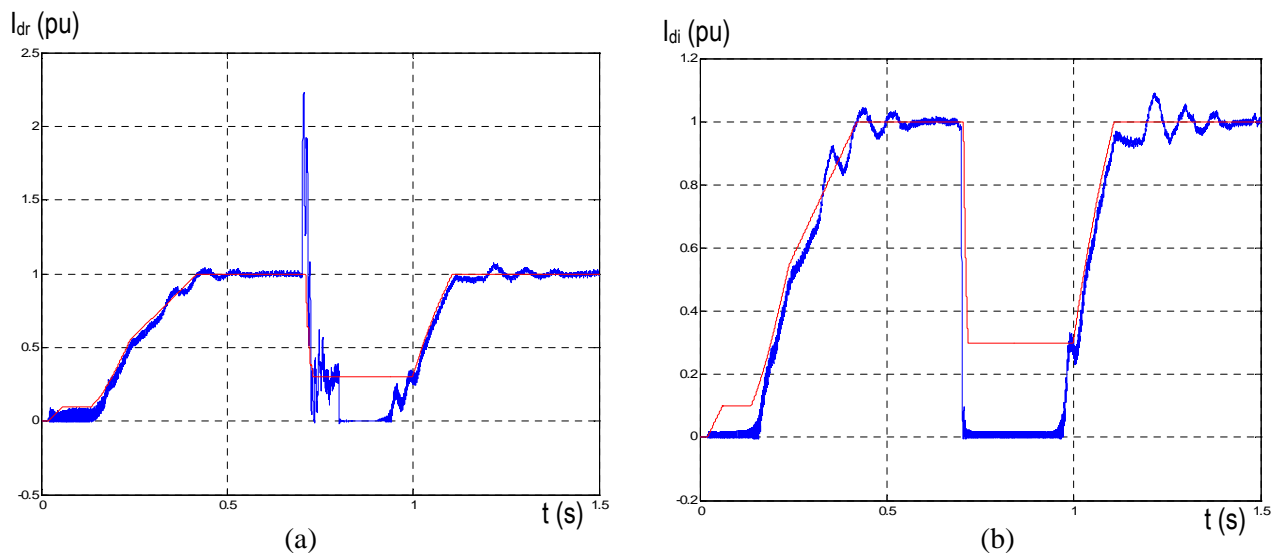
La même opération est faite coté onduleur avec le système de protection. On obtient les résultats des figures III.51, III.52 et III.53 qui montrent des résultats analogues aux essais faits avec un défaut coté redresseur.



**Figure III.51** Angles d'amorçage (a) redresseur (b) onduleur



**Figure III.52** Tensions de la ligne CC (a) coté redresseur (b) coté onduleur



**Figure III.53** Courant de la ligne CC et Consigne de courant  $I_r$  (a) coté redresseur (b) coté onduleur

### III.6 Conclusion

Les travaux effectués dans ce chapitre ont montré que la puissance transportée sur la ligne CC dépend de la résistance de la ligne et des tensions CC générées par le redresseur et l'onduleur. L'angle d'amorçage des thyristors doit être tel que les caractéristiques tension-courant des deux convertisseurs devront garantir un point de fonctionnement stable, le redresseur contrôlant le courant et l'onduleur contrôlant la tension. Les travaux ont montré également qu'un système de protection doit compléter le système de commande afin de pallier aux défauts qui peuvent survenir sur la ligne CC.

**Chapitre IV :**  
**Apport du CCHT à l'amélioration de la stabilité  
transitoire des réseaux électriques**

## IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous étudions la stabilité transitoire d'un système monomachine constitué d'une machine connectée à un réseau à puissance infinie. Le réseau est le siège d'un court circuit triphasé connecté à la terre. Le comportement du système est étudié quand le réseau n'est équipé d'aucune régulation puis quand il en est muni. Les régulations considérées ici seront la régulation de tension (AVR), le stabilisateur de puissance PSS et le système CCHT.

## IV.2 Architecture des réseaux électriques

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes : la génération, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes sources chargés de l'adéquation des niveaux de tension [34].

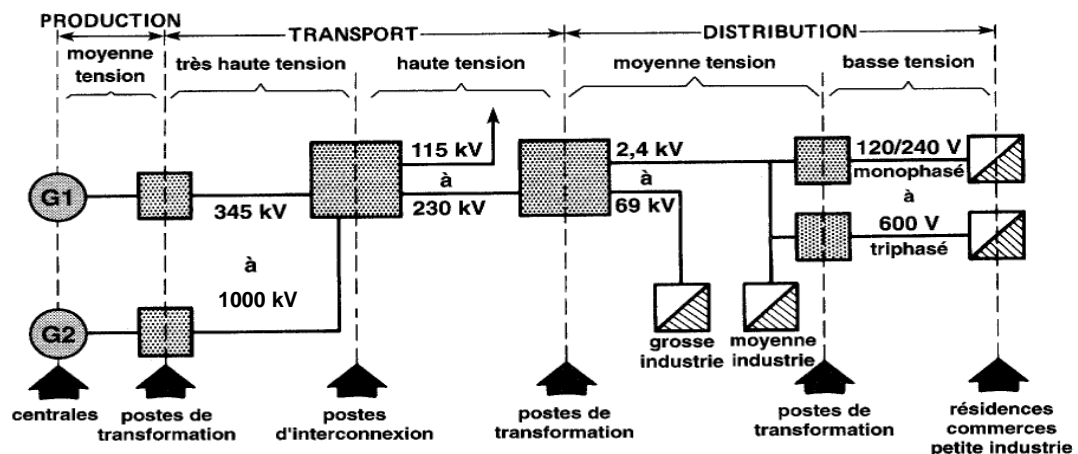


Figure IV.1 Architecture d'un réseau électrique

La distinction des différents sous-systèmes se base, non seulement dans une différence de niveau de tension mais aussi dans les fonctions que chacun doit assumer :

- **Système de transport**

Ces réseaux lient les principaux centres de production avec les zones de consommation. La tension dépend du pays, mais usuellement, le niveau de tension pour le transport est

établi entre 220kV et 1000 kV [34]. Les distances géographiques entre les centres de consommation, la variabilité ou la versatilité de la charge et l'impossibilité de stocker l'énergie en grande quantité a créé le besoin d'un système électrique capable de transmettre l'énergie électrique sur de longues distances. Ces lignes de transport et d'interconnexion peuvent avoir des milliers de kilomètres. Le niveau de la tension doit être élevé car les pertes Joules sont inversement proportionnelles au carré de la tension ( $P_j = \frac{k}{U^2}$ ) avec U la tension du réseau et k une constante qui dépend des caractéristiques des lignes [34].

- **Système de répartition**

Le but de ces réseaux est d'amener l'énergie du réseau de transport aux centres de consommation d'énergie les plus importants. Ces centres de consommation sont publics ou privés (plus de 10 MVA), essentiellement des industries de l'acier, des produits chimiques, le chemin de fer, pour ne citer que les plus importants. Leur niveau de tension, est souvent compris entre 45kV et 160 kV [34].

- **Système de distribution**

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

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

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



### IV.3 Stabilité des réseaux électriques

La stabilité d'un système électrique est son aptitude, à partir d'une situation initiale de fonctionnement donné, à revenir à un état d'équilibre de fonctionnement après avoir subi une perturbation physique, la plupart des variables du système étant liées de façon que pratiquement l'ensemble du système reste intact.

#### IV.3.1 Classification de la stabilité d'un réseau électrique

Une des classifications possibles de la stabilité d'un réseau électrique peut s'appuyer sur les considérations suivantes [36] :

- la nature physique du mode d'instabilité constatée, indiquée par la principale variable du système affectée par l'instabilité.
- l'importance de la perturbation considérée, qui influence la méthode de calcul et la prédiction en matière de stabilité.
- les appareils, les processus et la durée à prendre en compte pour évaluer la stabilité.

La figure IV.2 donne une vue d'ensemble du problème de stabilité des réseaux électriques avec identification des catégories et sous catégories [36].

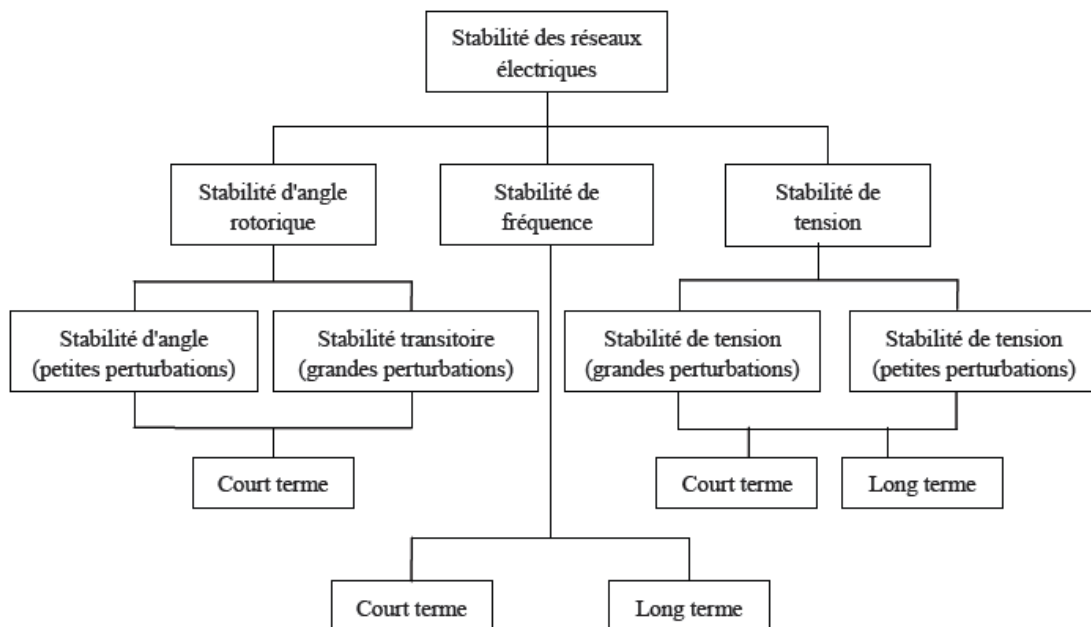


Figure IV.2 Classification de la stabilité d'un réseau électrique

Dans un réseau électrique, il existe trois classes principales de stabilité : la stabilité angulaire,

la stabilité de tension et la stabilité de fréquence. Ce type de stabilité peut se rencontrer aussi bien en régime transitoire qu'en régime statique.

Le régime transitoire est obtenu dans le cas des grandes perturbations telles que : courts-circuits, la perte des groupes de production ou des lignes.

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

- **Stabilité statique**

Un réseau électrique est dit en régime de stabilité statique, si à la suite d'une « petite » perturbation quelconque. Il atteint un état de régime permanent identique au régime initial ou très voisin de celui-ci.

- **Stabilité transitoire**

Un réseau électrique est dit en régime de stabilité transitoire relativement à un cycle de perturbations « grandes » si à la suite de ce cycle de perturbations, il retrouve un état de régime permanent de marche synchrone.

#### **IV.3.1.1 Stabilité des angles**

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

#### **IV.3.1.2 Stabilité de la tension**

C'est la capacité d'un réseau à maintenir en permanence des tensions acceptables pour tous les nœuds à la suite d'une perturbation.

#### **IV.3.1.3 Stabilité de la fréquence**

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

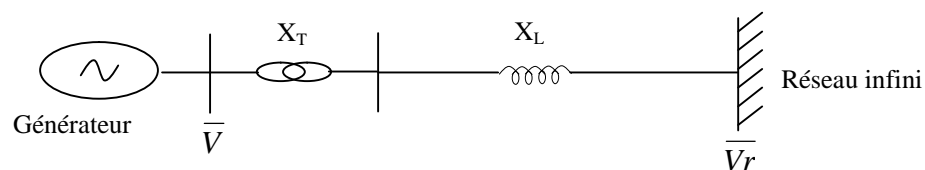
Miguel [34] et Lu Wei [36] évoquent également la notion de stabilité à moyen terme et celle

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

### IV.3.2 Etude de la stabilité transitoire d'un système monomachine

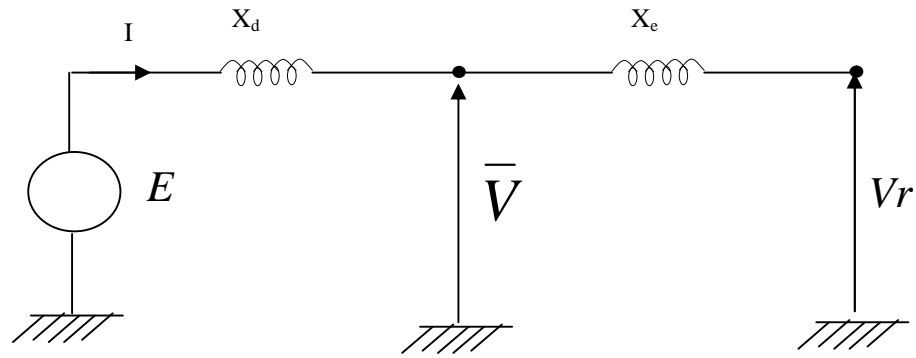
Un système monomachine est une représentation en fait simplifiée d'un système multimachines ou seule la machine la plus perturbée est considérée, le reste du réseau étant réduit à un réseau équivalent groupé en un nœud de puissance infinie. Pour un tel nœud la tension est constante en module et en phase. Dans le fonctionnement normal d'un réseau monomachine, la puissance fournie par la génératrice compense exactement la puissance demandée par le réseau. Toute perturbation (court circuit, variation de la charge, etc....) entraîne une rupture de l'équilibre production – consommation. Le système sera dit stable s'il est apte à surmonter cette perturbation.

La figure IV.3 représente le schéma simple d'un alternateur connecté par un transformateur de réactance  $X_T$  et une ligne de réactance  $X_L$  à un réseau de puissance infinie caractérisé par une tension  $\bar{V}_r$  constante en module et en phase quels que soient les phénomènes affectant le réseau situé en amont qui lui est raccordé.



**Figure IV.3** Système monomachine

$\bar{V}$  est la tension aux bornes de l'alternateur. En notant  $X_d$  la réactance de la machine et  $\bar{E}$  sa f.e.m derrière cette réactance, on a le schéma équivalent du système monomachine donné par la figure IV.4. Dans le schéma, la chute de tension dans l'induit de résistance  $r$  est négligée.



**Figure IV.4** Schéma équivalent d'un système monomachine

Avec :  $X_e = X_L + X_T$

Le concept de stabilité peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires [35, 37]. Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe  $P_e(\delta)$  traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle rotorique

#### IV.3.2.1 Equation de mouvement du générateur

Elle est de la forme :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2.H} \cdot (P_m - P_e) \quad (\text{IV.1})$$

$H$  : la constante d'inertie.

$\omega_s$ : la vitesse de synchronisme.

$P_m$  : la puissance mécanique fournie au générateur.

$P_e$  : la puissance électrique du générateur.

La puissance électrique active fournie par la machine est telle que [37] :

$$P_e = \frac{E.V}{X_d} \sin \delta \quad (\text{IV.2})$$

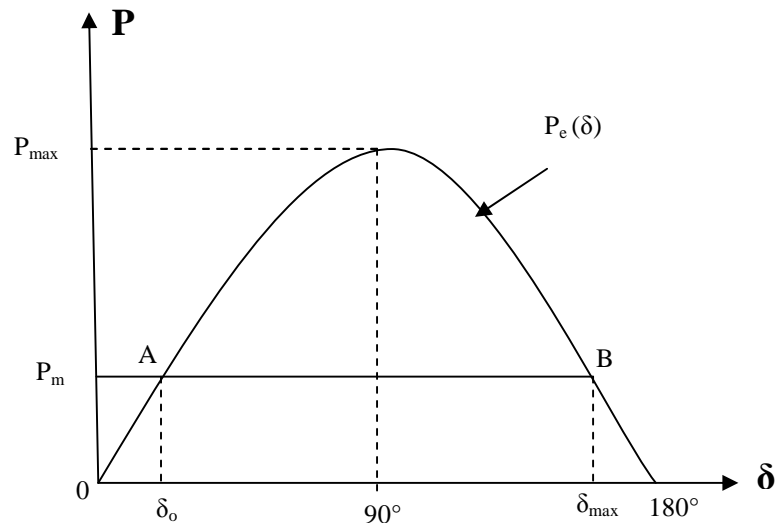
Où,  $\delta$  est l'angle rotorique (dit aussi, l'angle de puissance), c'est le déphasage entre  $\bar{E}$  et  $\bar{V}$ .

L'équation (IV.2) est représentée graphiquement par la figure IV.5. La puissance maximale

transmise par l'alternateur est telle que :

$$P_{\max} = \frac{E.V}{X_d}$$

A et B sont les deux points de fonctionnement possibles.



**Figure IV.5** Courbe  $P(\delta)$

### IV.3.2.2 Critère d'égalité des aires

Considérons un défaut triphasé sur la ligne de transmission du système précédent éliminé après quelques cycles. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle rotorique  $\delta$ . La figure IV.6 indique la courbe  $P(\delta)$  tenant compte du défaut. En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones [37] :

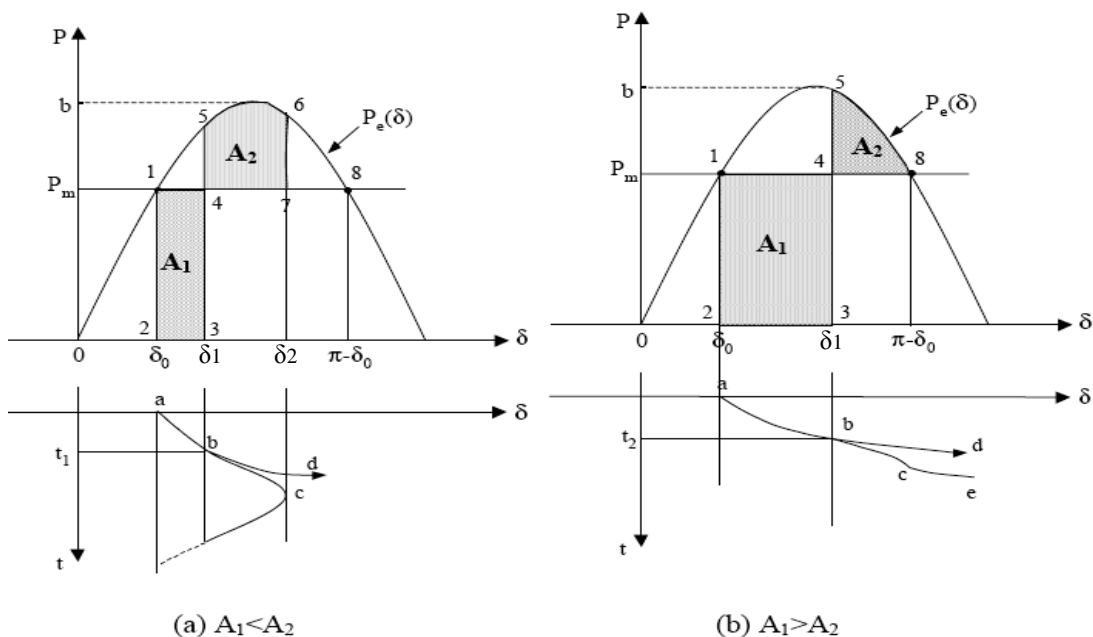
- La zone A1, dite zone d'accélération ou d'accumulation d'énergie se situe au-dessous de la droite horizontale correspondant au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles du rotor  $\delta_0$  et  $\delta_1$  correspondant respectivement à l'apparition et à l'élimination du défaut. Avant l'élimination du défaut, l'angle  $\delta$  a évolué du point 2 au point 3 et le rotor a absorbé une énergie cinétique proportionnelle à la surface  $A_1$  (Fig.IV.6.a). A l'instant  $t_1$  de l'élimination du

défaut, correspondant à  $\delta_1$ , la puissance évolue du point 3 au point 5.  $P_e$  retrouve une valeur supérieure à  $P_m$ .

- La zone  $A_2$  dite zone de décélération ou restitution d'énergie qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge. A partir du point 5 la vitesse du rotor va diminuer mais l'angle  $\delta$  va augmenter jusqu'à ce que les surfaces  $A_1$  et  $A_2$  soient égales. La surface  $A_1$  correspond à l'énergie cinétique absorbée par le rotor lors du défaut et  $A_2$  à sa restitution après élimination du défaut.

Dans ces conditions, on a deux cas :

- si le rotor peut rendre dans la zone  $A_2$  toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité, (fig.IV.6.a),
- si la zone  $A_2$  ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique (fig.IV.6.b), l'angle interne va donc dépasser le point 8 correspondant à l'instabilité du système, car dans cette situation  $P_e$  est inférieur à  $P_m$  ce qui entraîne une accélération du rotor et une instabilité du système. La stabilité de ce dernier est fonction de la durée du défaut.



**Figure IV.6** Aires d'accélération et de décélération, a) temps d'élimination du défaut court, b) temps d'élimination long

La relation entre les aires  $A_1$  et  $A_2$  et la stabilité peut être mathématiquement expliquée comme suit :

L'équation (IV.1) s'écrit :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_r}{dt} = P_m - P_e \quad (\text{IV.2})$$

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

$\omega_r$  est la vitesse relative du rotor

En multipliant l'équation (IV.2) par  $\frac{d\delta}{dt}$  et en intégrant par rapport au temps, nous obtenons l'équation (IV.3):

$$\frac{2H}{\omega_s} (\omega_{r2}^2 - \omega_{ro}^2) = \int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta \quad (\text{IV.3})$$

$\delta_0$  : l'angle rotorique initial, à l'instant de l'application de défaut.

$\delta_2$  : l'angle rotorique à la fin de la période transitoire.

Aux points de synchronisme :  $\omega_{r2} = \omega_{ro}$

Par conséquent, l'équation (IV.3) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (\text{IV.4})$$

$$\Rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (\text{IV.5})$$

Où :  $\delta_1$  est l'angle rotorique à l'instant de l'élimination de défaut.

A partir de l'équation (IV.5) on peut trouver que  $A_1 - A_2 = 0$ .

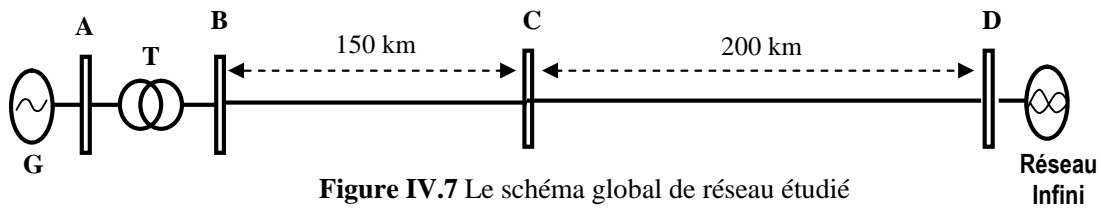
Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone  $A_1$  et de la zone  $A_2$  : cette condition est appelée critère d'égalité des aires.

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone  $A_1$ ), soit en augmentant la zone de décélération (zone  $A_2$ ). Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique.

### IV.3.2.3 Système étudié

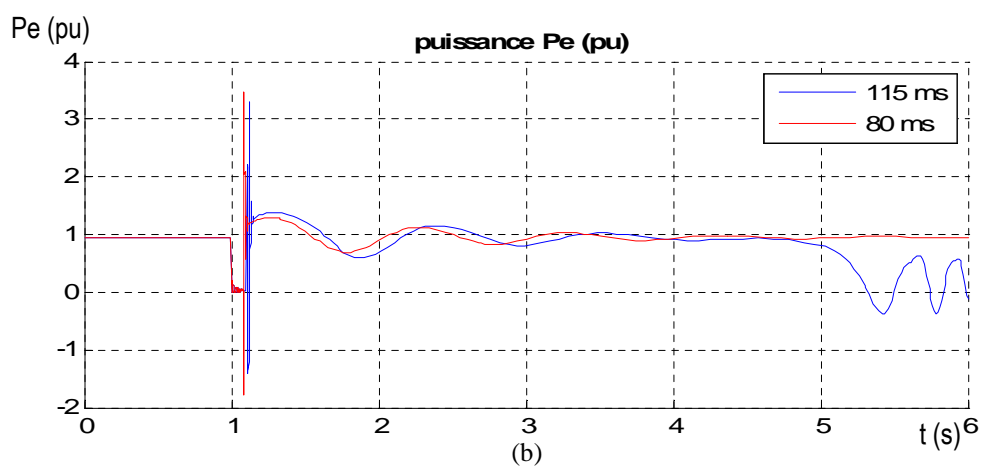
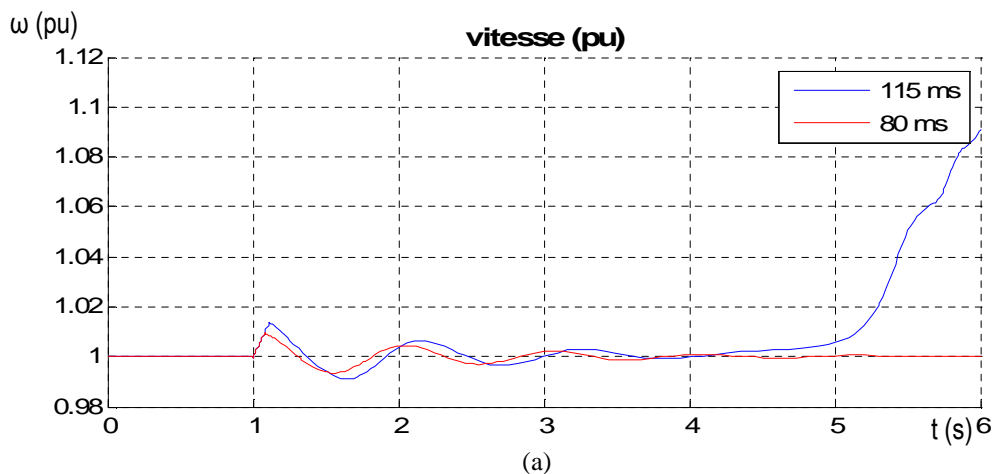
Le système étudié est un réseau de 500 kV dont le schéma est donné par la figure IV.7.

Les caractéristiques complètes du réseau sont décrites dans l'annexe B.

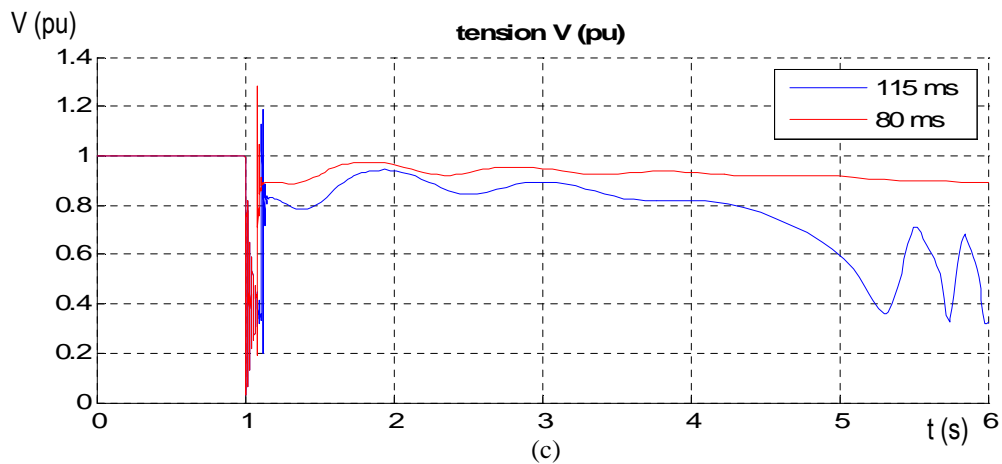


### IV.3.2.3.1 Système non régulé

Nous simulons un court-circuit triphasé symétrique au nœud C de durée 80 ms et augmentons la durée pour déterminer le temps pour lequel le système devient instable. Ce temps est 115 ms comme le montrent les résultats de la figure IV.8, où nous observons le comportement de la vitesse  $\omega$ , de la puissance active débitée  $P_e$  par la machine et de sa tension aux bornes  $V$ .







**Figure IV.8** Résultats des simulations

#### IV.3.2.3.2 Système régulé en tension (AVR)

L'objectif principal de la stabilité transitoire est de maintenir le synchronisme pendant et suivant une perturbation sévère sachant que la première oscillation a une importance déterminante. Durant cette phase, le générateur est soumis à une variation considérable de sa puissance électrique et ainsi à une accélération (ou décélération) de son rotor. Le régulateur de tension (AVR) a une influence directe sur la puissance électrique développée par la machine. Au niveau des groupes de production, un régulateur de tension agit sur la tension d'excitation commandant le courant rotorique de la machine de façon à asservir la tension statorique à une valeur de consigne fixée a priori [33]. Dans le cas de forte perturbation, le régulateur de tension peut améliorer la stabilité transitoire. Juste après l'apparition d'un défaut et avant son élimination, il peut empêcher la perte du synchronisme. Ceci peut être expliqué comme suit. Lors d'un défaut, la tension à la sortie du générateur diminue. Une erreur de la régulation  $\Delta V$  force donc le régulateur de tension à augmenter le courant d'excitation du générateur. Cette augmentation du courant d'excitation a un effet sur la caractéristique  $P(\delta)$  qui s'accroît, entraînant une augmentation de l'aire  $A_2$  (Fig.IV.9) et donc une marge de stabilité plus grande.

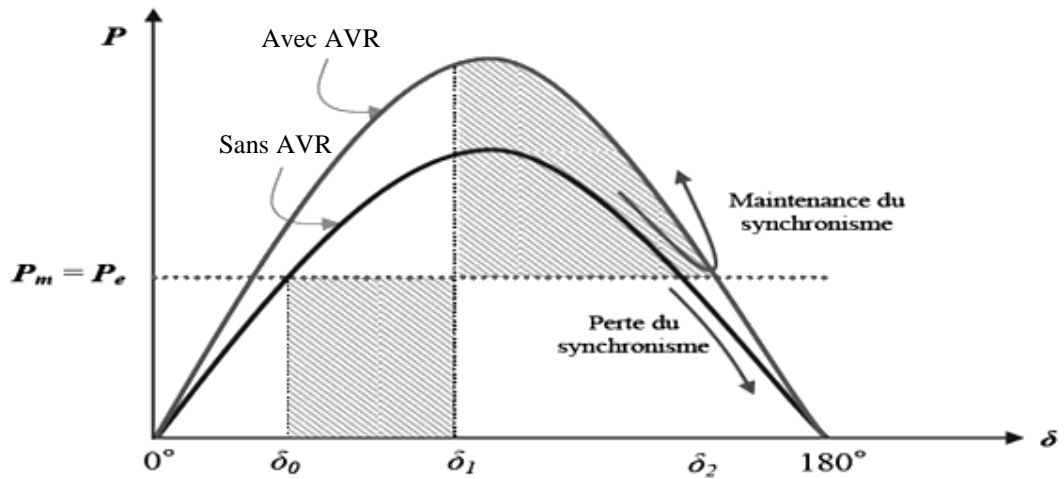
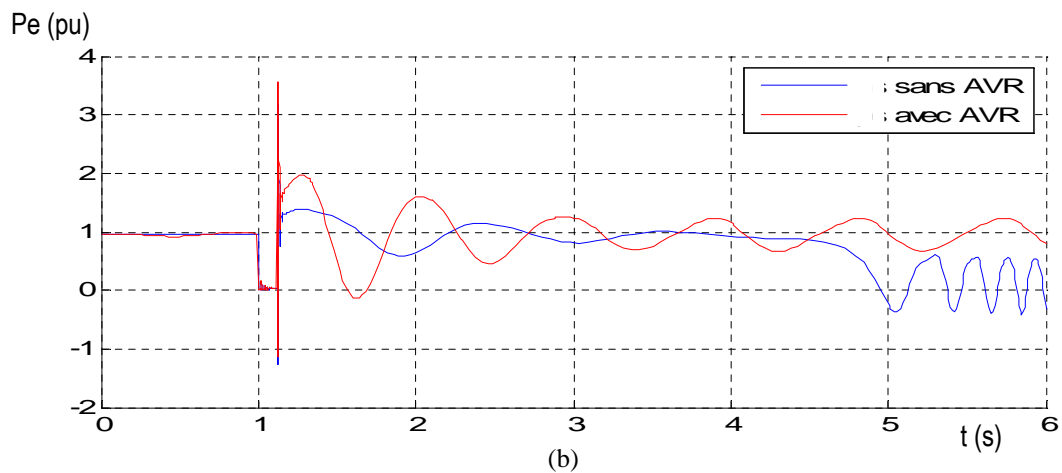
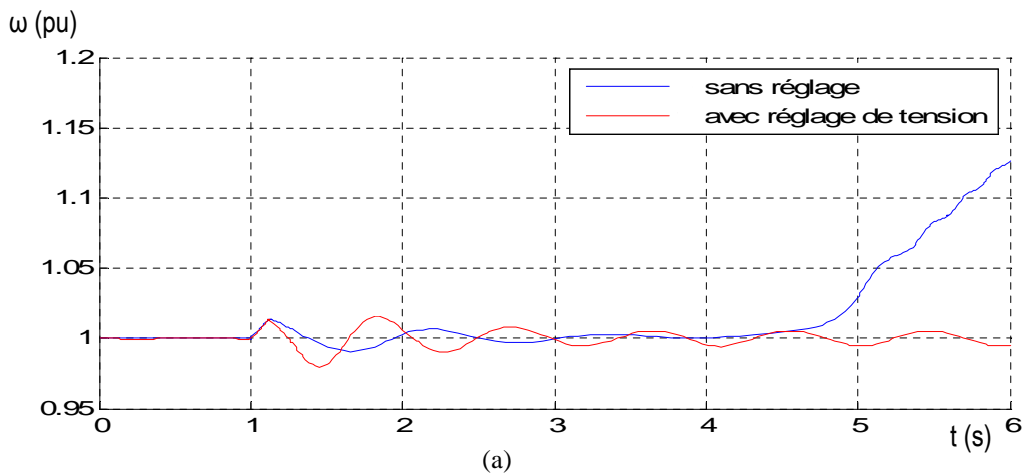
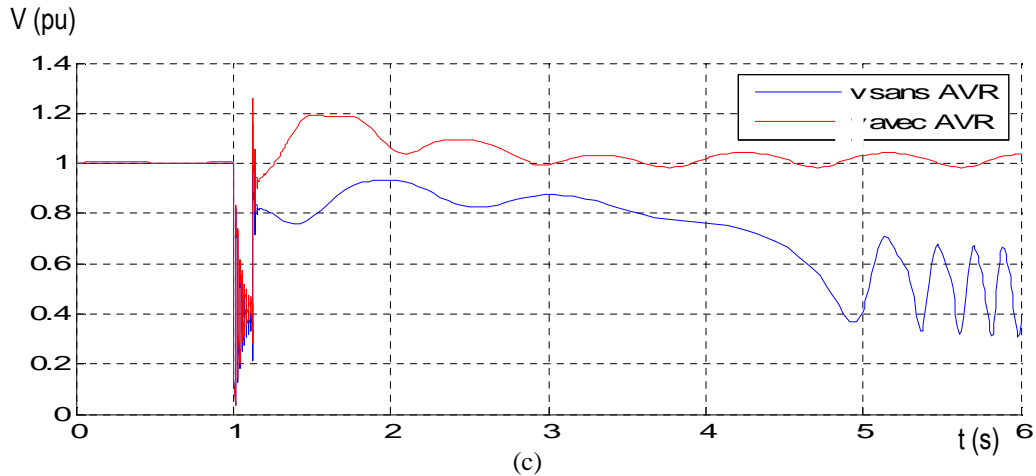


Figure IV.9 Influence du régulateur de tension

Nous simulons un défaut de durée supérieur au temps critique d'élimination du défaut. Le temps retenu est 120 ms. La régulation de tension est de type IEEE 1 dont les paramètres sont donnés dans l'annexe C. Les résultats de simulation de la figure IV.10 ci-dessous montrent que l'introduction du régulateur de tension stabilise le réseau.





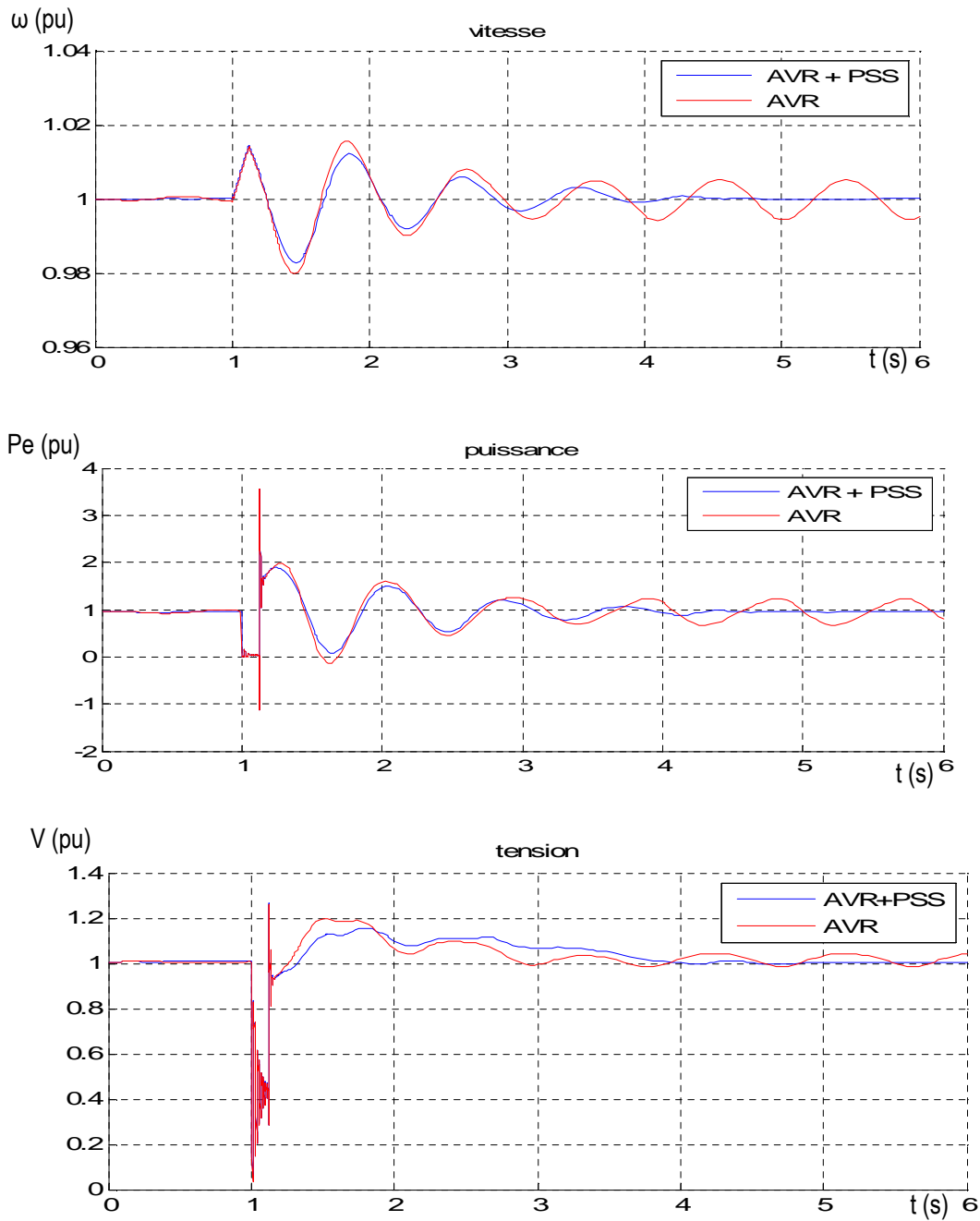
**Figure IV.10** Résultats des simulations pour un court-circuit triphasé de 120 ms avec et sans AVR

L'action puissante du système d'excitation pour améliorer la stabilité transitoire a malheureusement une contribution négative importante sur l'amortissement des oscillations du système (Fig.IV.10). Cependant le courant d'excitation ne peut pas changer immédiatement à cause des constantes de temps du régulateur. En effet, à partir du moment de l'identification du changement désiré d'excitation, le système d'excitation subit donc un temps de retard inévitable [37].

Le problème d'oscillations électromécaniques sera donc résolu en ajoutant au générateur un stabilisateur de puissance (PSS) [37]. Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier d'une manière adéquate.

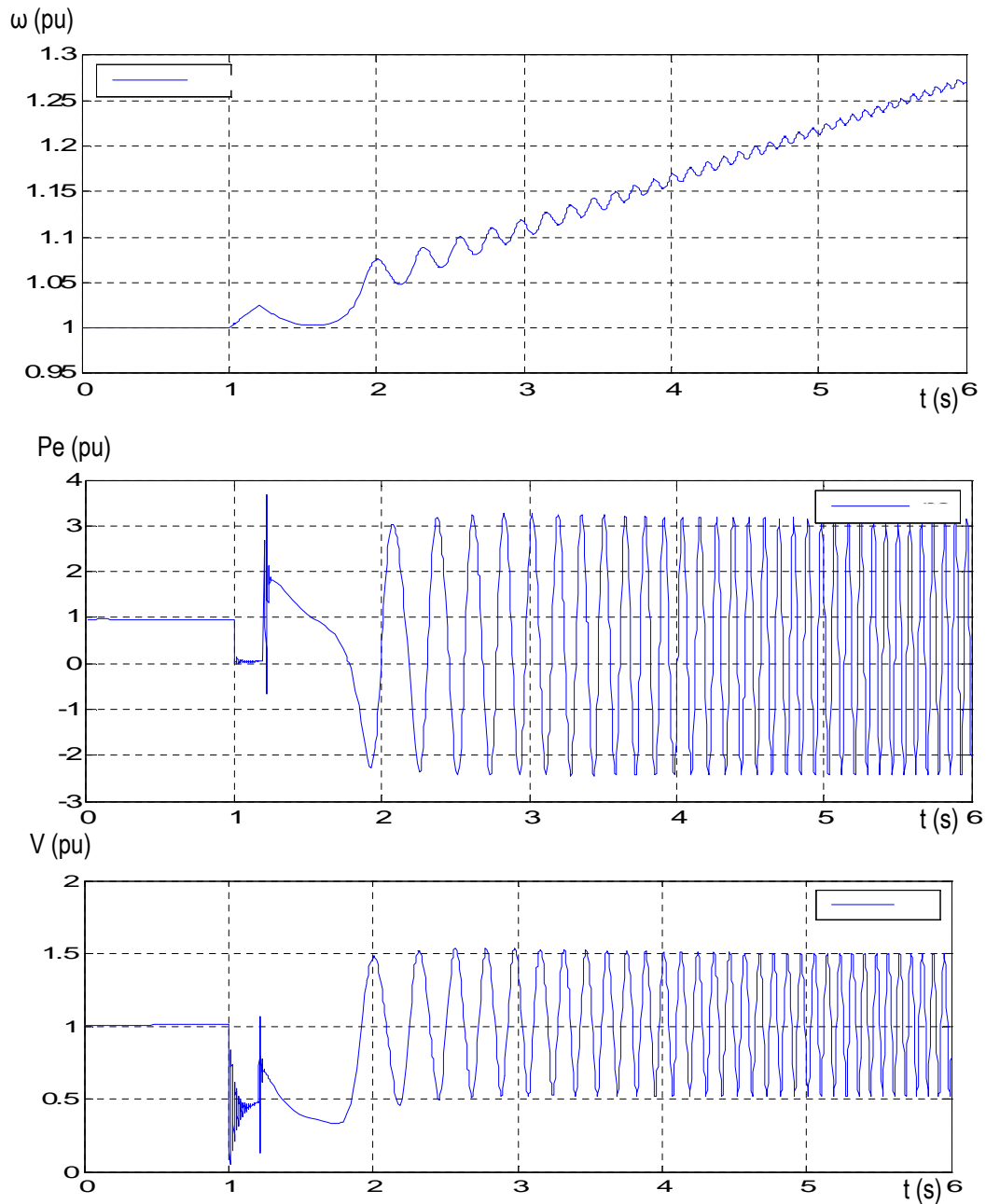
Pour un défaut de durée 120 ms, la figure IV.11 montre que la régulation de tension combinée à un PSS présente une meilleure performance et ce par rapport à la régulation de tension seule. Néanmoins les résultats obtenus par la régulation de tension seule sont appréciables puisque les fluctuations restent toujours dans un intervalle acceptable.

Les paramètres du PSS sont donnés dans l'annexe D.



**Figure IV.11** Résultats des simulations pour un court-circuit triphasé de 120 ms

Pour une durée de défaut supérieure à 212 ms, le système de régulation combiné AVR et PSS ne peut plus maintenir la stabilité du système comme le montrent les résultats de la figure IV.12 ci-dessous obtenus pour une durée de défaut égale à 213 ms. Ceci nous amène à envisager un autre type de réglage en l'occurrence, le réglage par CCHT.



**Figure IV.12** Résultats des simulations pour un court-circuit triphasé de durée 213 ms

#### IV.3.2.3.3 Système régulé par CCHT

Dans une transmission de puissance CCHT, il est essentiel que la commande permette la stabilisation du transfert de puissance. Nous rappelons que toute oscillation de la puissance active transmise n'est pas souhaitable car elle peut entraîner une dégradation des équipements. Ainsi, des contrôleurs linéaires tels que les PSS ou les AVR, qui sont basés sur des algorithmes de contrôle classiques, peuvent être suffisants pour permettre l'amortissement

nécessaire du système et assurer la stabilité asymptotique du point de fonctionnement pour de faibles perturbations [2]. Néanmoins, pour des défauts plus importants, le point d'opération du système peut varier considérablement [2].

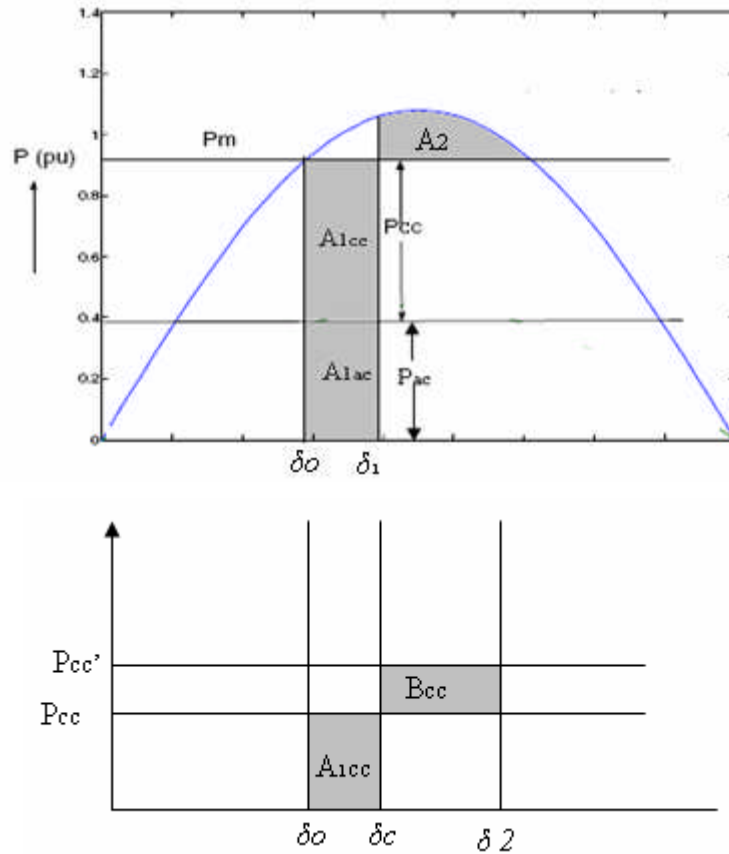
Il existe plusieurs possibilités pour améliorer la stabilité transitoire, dite stabilité de première oscillation dans un système électrique. Une option adéquate est d'utiliser la bonne performance du CCHT si il est disponible dans le système.

Dans cette section, notre objectif est de montrer que les convertisseurs ont un impact bénéfique sur la stabilisation de la puissance fournie par une génératrice synchrone.

Dans bien des cas, la capacité des lignes CA constituant un axe de transfert d'énergie ne peut pas être pleinement exploitée, en raison des limites de stabilité transitoire ou de la tension [28]. L'ajout d'une liaison CCHT parallèle aux lignes CA n'a pas seulement pour gros avantage d'accroître la capacité de transit de puissance du réseau mais aussi de stabiliser le système par un amortissement efficace des oscillations et par un soutien dynamique de la tension sur les lignes CA parallèles [28].

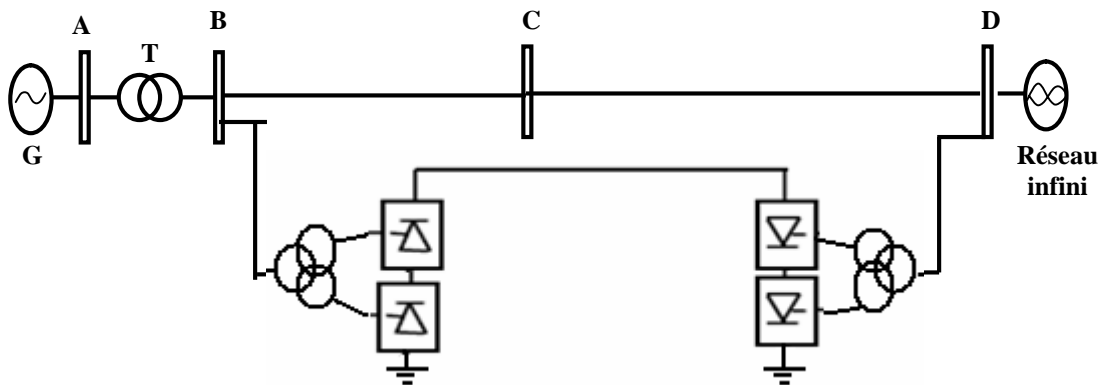
La limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone  $A_1$  et de la zone  $A_2$  (Fig.IV.6), la stratégie de contrôle par CCHT peut améliorer la stabilité par l'augmentation de la zone de décélération ou restitution d'énergie (zone  $A_2$ ). L'examen de la figure IV.13 montre que l'aire  $A_1$  d'accumulation d'énergie est supérieur à l'aire  $A_2$  correspondant à l'aire de restitution d'énergie. Le critère des aires conduit à trouver un système qui puisse contribuer à accroître la capacité de la zone de restitution d'énergie en contribuant à fournir la différence manquante à la zone  $A_2$  pour égaliser  $A_1$ ,  $B_{cc}$  étant cette aire complémentaire apportée par le système CCHT. Elle est telle que :

$$B_{cc} = A_1 - A_2 \quad (IV.6)$$



**Figure IV.13** Aires d'accélération et de décélération

En fonctionnement normal sans CCHT le transit de puissance active dans la ligne CA pour alimenter le réseau à puissance infinie est 950 MW. L'introduction du système CCHT dans le réseau tel qu'indiqué par la figure IV.14 permet de décharger la ligne CA de 750 MW, transit assuré par le système CCHT.



**Figure IV.14** Configuration du réseau avec CCHT

Le système CCHT peut assurer aussi un rôle de stabilisateur de réseau [21, 22, 26]. Une action rapide sur le courant redressé permet de moduler la puissance transportée par le système CCHT maintenant la stabilité du réseau en cas de perturbation.

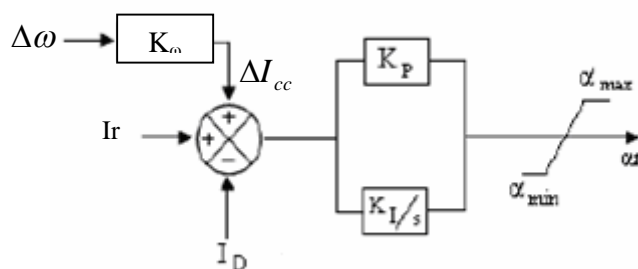
Le critère donné dans l'équation (IV.6) est mis en œuvre en ajoutant un signal de commande  $\Delta I_{cc}$  à la consigne de courant  $I_r$  du régulateur de courant coté redresseur [21, 22, 30, 31]. Le signal de commande  $\Delta I_{cc}$  est dérivé du signal d'écart de vitesse  $\Delta\omega$  du générateur utilisant un gain  $K_\omega$  comme le montre la figure.IV.15. Le signal de commande  $\Delta I_{cc}$  est donné par l'équation IV.8 [30] :

$$\Delta I_{cc} = K_\omega \cdot \Delta\omega \quad (IV.8)$$

Avec :

$$\Delta\omega = \omega - \omega_s \quad (IV.9)$$

Où  $\omega$  et  $\omega_s$  sont les vitesses réelle et synchrone de générateur ( $\omega_s=1$  pu)



**Figure IV.15** Contrôleur de courant avec le signal auxiliaire

Des simulations en régimes permanent et transitoire ont été effectuées avec la configuration du réseau de la figure IV.14.

### c) Simulations en régime permanent

Les résultats montrés par la figure IV.16 indiquent des oscillations du réseau dues au fonctionnement du CCHT qui nécessite un certain temps avant d'atteindre son régime de fonctionnement permanent.



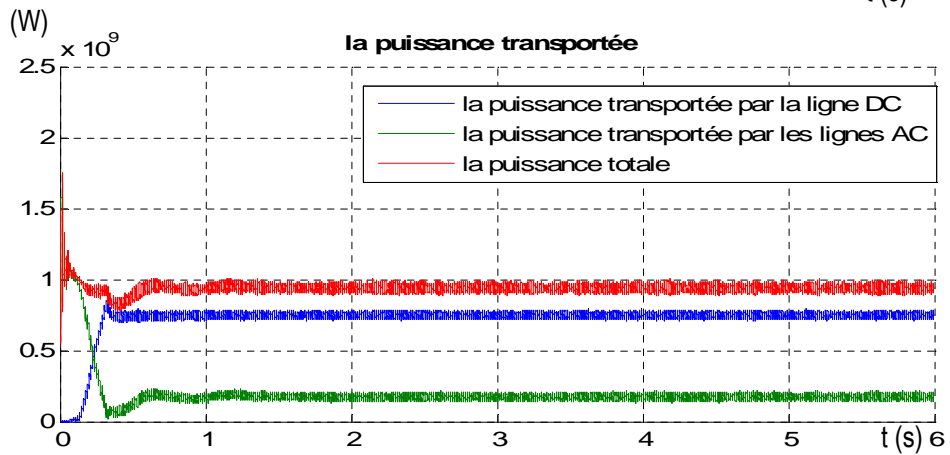
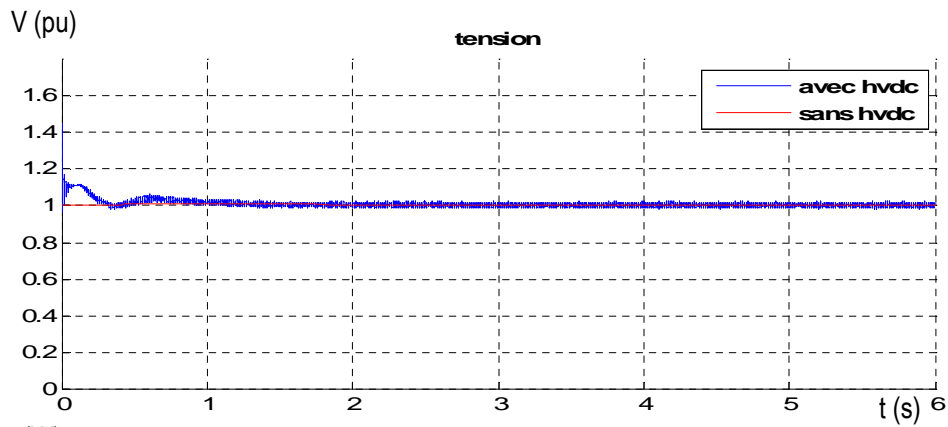
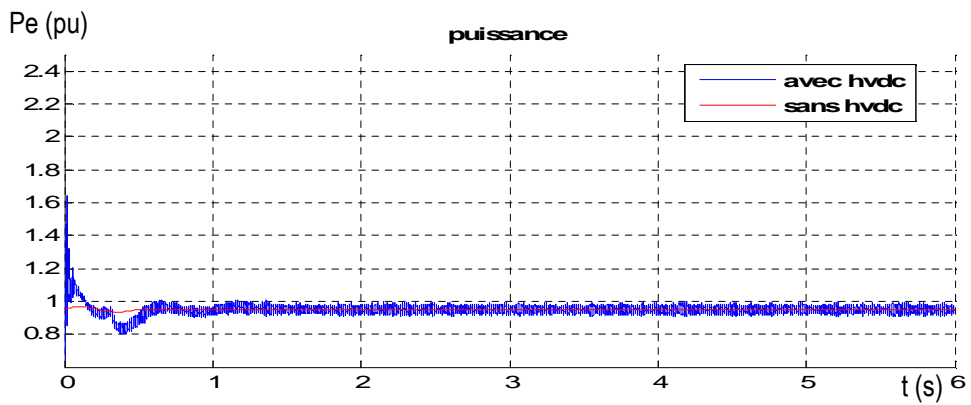
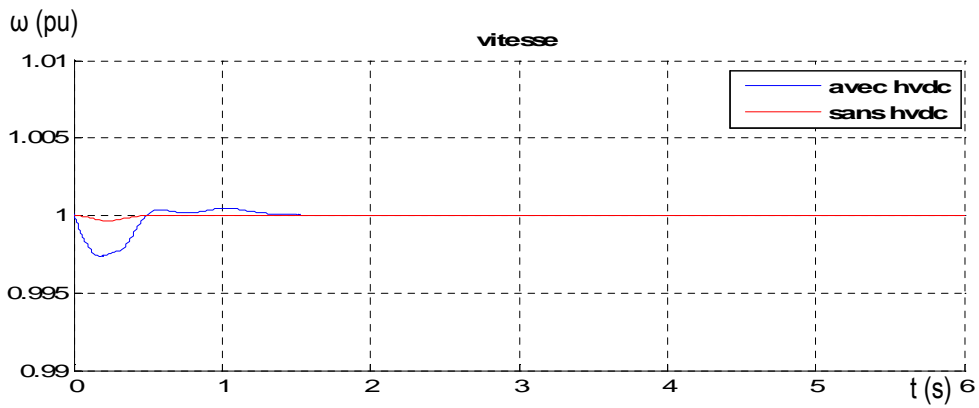
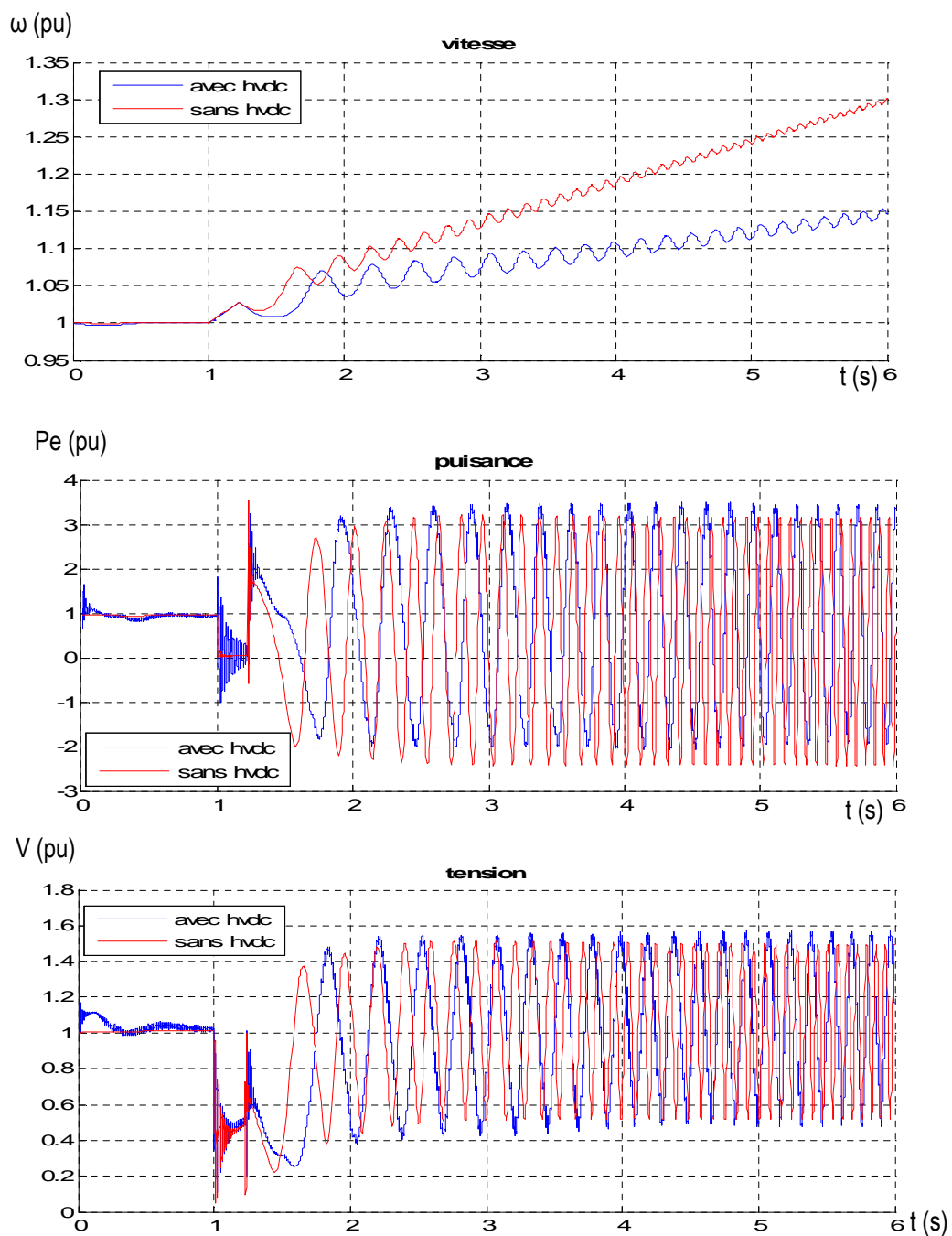


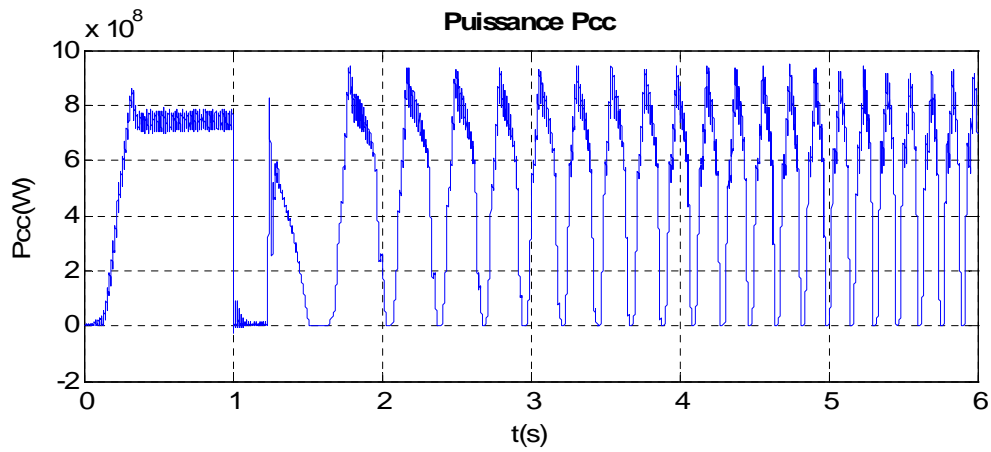
Figure IV.16 Les résultats des simulations en régime permanent

#### d) Simulations en régime transitoire

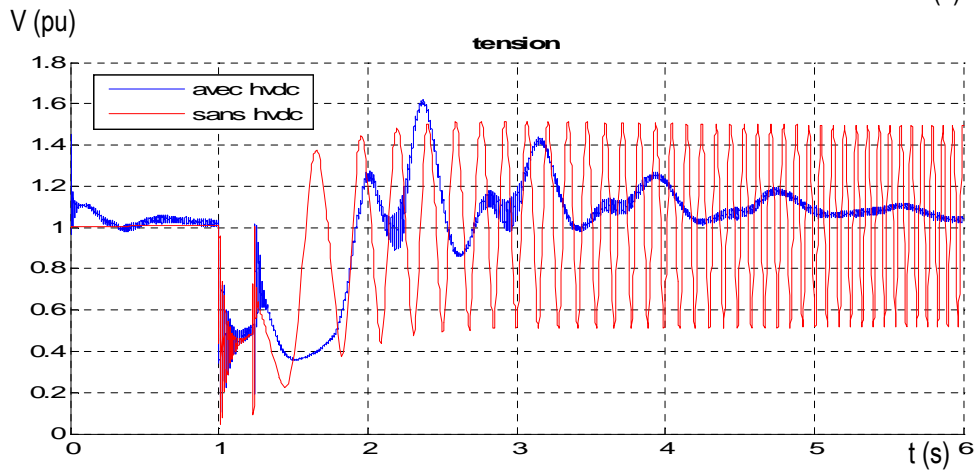
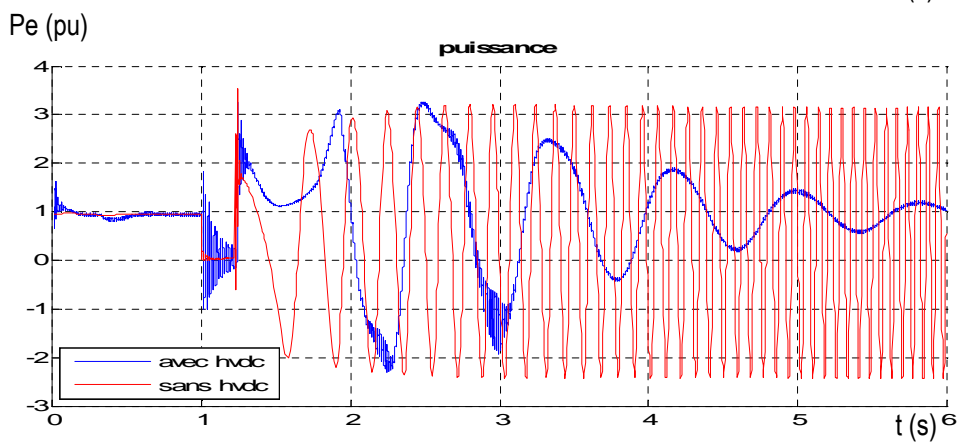
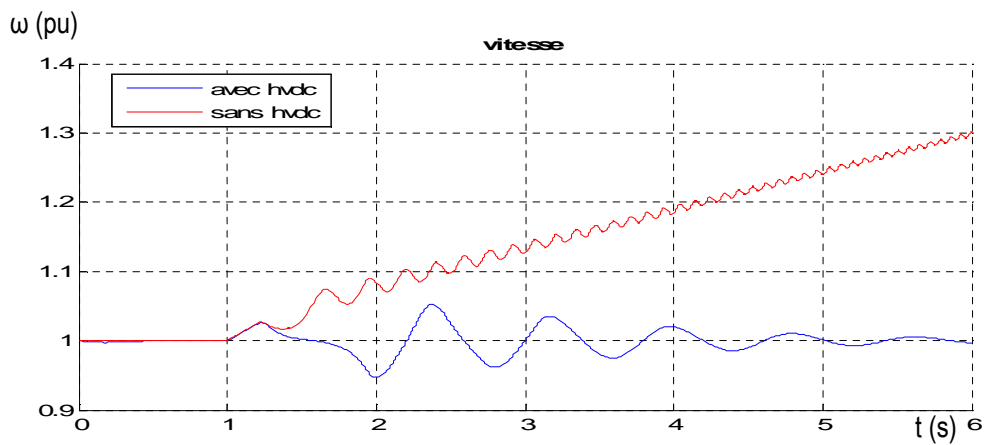
Nous avons vu que pour un court-circuit dont la durée vaut 213 ms, le système sans CCHT est instable, Afin de démontrer l'efficacité du contrôle proposé, nous avons simulé un défaut de 230 ms pour les deux cas, avec et sans modulation de puissance. Les résultats de la figure IV.17 montrent que le système devient instable lorsque le contrôle de modulation de puissance ne fonctionne pas. Cela est dû au mauvais amortissement des oscillations.

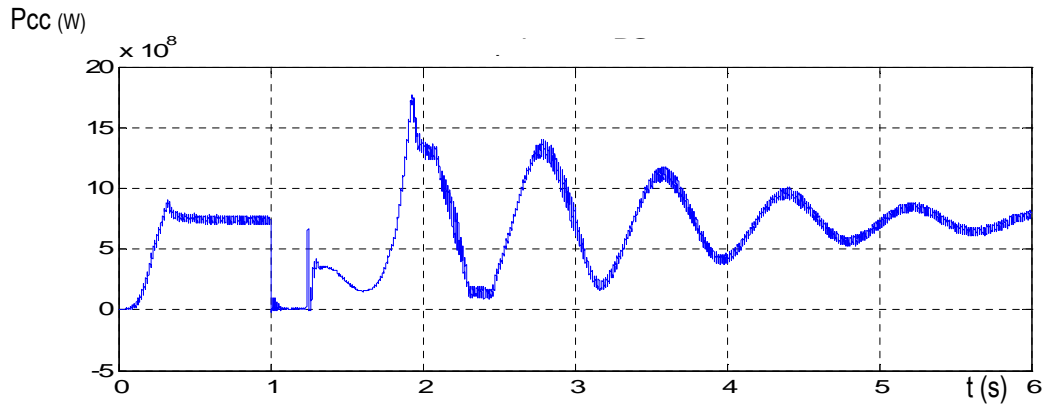
Les résultats de la figure IV.18 montrent que l'ajout d'un signal de commande  $\Delta I_{cc}$  améliore l'amortissement des oscillations stabilisant alors le système.





**Figure IV.17** Résultats des simulations pour un court-circuit triphasé de 230 ms sans modulation de puissance CC





**Figure IV.18** Résultats des simulations pour un court-circuit triphasé de 230ms avec modulation de puissance CC

#### IV.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié l'influence de défaut triphasé symétrique sur la stabilité transitoire d'un générateur connecté à un réseau infini via une ligne de transport d'énergie. Nous avons également étudié l'influence du régulateur de tension AVR sans et avec PSS sur la stabilité transitoire. Nous avons présenté une méthode pour utiliser le contrôle rapide d'une liaison CCHT, ce qui peut être utilisé pour moduler le flux de puissance pour produire suffisamment d'énergie de décélération et atténuer fortement les premières oscillations.

## **Chapitre V :**

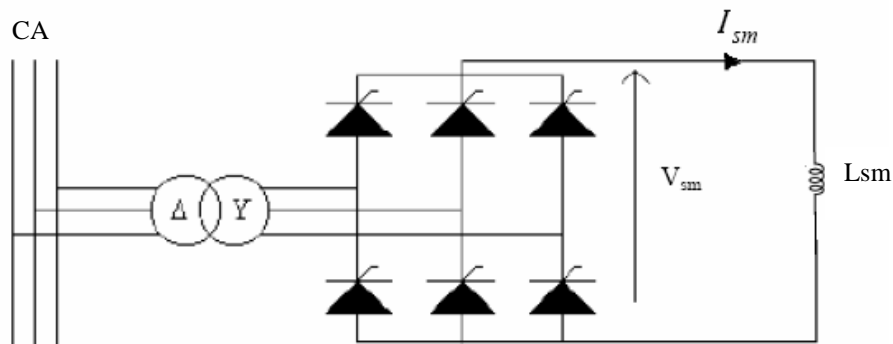
# **Performances du SMES**

## V.1 Introduction

Le SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) fait partie des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) utilisés dans les réseaux pour améliorer leur stabilité. Dans ce chapitre, nous étudions l'effet du SMES sur le comportement d'un réseau monomachine avec transmission CCHT soumis à une perturbation provoquée par un court circuit triphasé.

## V.2 Définition et principe de fonctionnement du SMES

Les stockages de type électrique, batteries, condensateurs et bobines, n'ont pas une capacité suffisante. Cette situation a évolué avec les supraconducteurs ce système stocke de l'énergie dans le champ magnétique créé par un courant continu parcourant une bobine faite de matériaux supraconducteurs [46]. L'énergie magnétique emmagasinée peut alors devenir intéressante et du même ordre de grandeur que l'énergie cinétique des groupes tournants [38, 39]. Une bobine de stockage supraconductrice associée à un convertisseur permet donc un échange de puissance entre la bobine et le réseau, le temps de réponse n'étant limité que par le type de convertisseur associé à la bobine. L'ensemble constitue le SMES et peut avoir la configuration de la figure V.1 ci-dessous :



**Figure V.1** Montage en pont simple pour un SMES

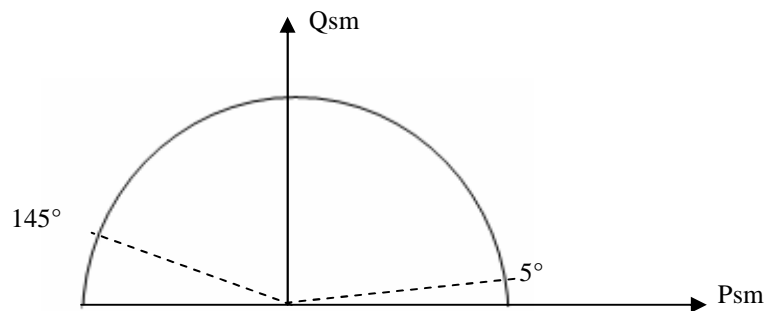
Les puissances active et réactive échangées entre la bobine supraconductrice  $L_{sm}$  et le réseau CA sont de la forme :

$$P_{sm} = V_{smo} \cdot I_{sm} \cdot \cos \alpha \quad (\text{V.1})$$

$$Q_{sm} = V_{smo} \cdot I_{sm} \cdot \sin \alpha \quad (\text{V.2})$$

Les équations (V.1) et (V.2) ci-dessus montrent que l'échange de puissance entre la bobine supraconductrice et le réseau alternatif peut se faire dans les deux sens.

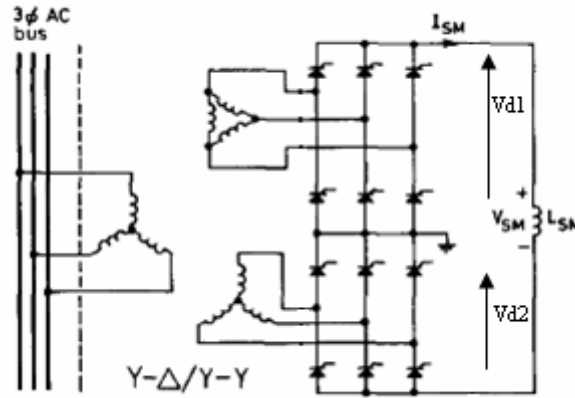
Pour un pont simple à thyristors l'angle d'amorçage ne peut pas dépasser  $\pi$ , alors sa plage de fonctionnement est un demi plan du domaine (P, Q). La figure V.2 représente le domaine de variation des puissances (P, Q) d'un pont simple à thyristors. Pour des raisons de commutation, la variation de l'angle d'amorçage  $\alpha$  se fera sur un arc de cercle limité entre  $5^\circ$  et  $145^\circ$  [3]. Ceci montre que la commande de l'échange de puissance active se fait dans les deux sens : absorption et fourniture par contre l'échange de puissance réactive avec la bobine se fait qu'en absorption ( $\sin \alpha > 0$ ) [38, 39].



**Figure V.2** Domaine de variation des puissances (P, Q) d'un pont à thyristors

Pour un pont simple à thyristors GTO, l'angle d'amorçage  $\alpha$  peut varier entre 0 et  $2\pi$ . L'échange de puissance active et réactive entre le réseau et la bobine peut donc se faire dans les deux sens. Mais le contrôle des puissances active et réactive ne sont pas indépendants [46]. Un convertisseur de source de tension avec des interrupteurs de type transistors IGBT peut contrôler la puissance active et réactive dans les deux sens et de manière indépendante et simultanée [38].

Pour avoir des puissances actives et réactives découplées pour un pont à thyristor GTO, on rajoute un deuxième pont commandé indépendamment du premier, et en série avec ce dernier comme le montre la figure V.3 [46, 43].



**Figure V.3** SMES avec deux ponts connectés en série

En supposant que les chutes de tension dues à la commutation sont négligeables, la tension aux bornes de la bobine est telle que :

$$V_{sm} = V_{d1} + V_{d2} \quad (V.3)$$

$$\Rightarrow V_{sm} = V_{smo} \cos \alpha_1 + V_{smo} \cos \alpha_2 = V_{smo} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (V.4)$$

$V_{d1}$  et  $V_{d2}$  sont les tensions cotées continues.

$\alpha_1$  et  $\alpha_2$  sont les angles d'amorçage des ponts 1 et 2 respectivement.

$V_{smo}$  est la valeur maximale obtenue pour  $\alpha_1 = \alpha_2 = 0$ .

Les puissances échangées entre le SMES et le réseau sont de la forme :

$$P_{sm} = V_{smo} I_{sm} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (V.5)$$

$$Q_{sm} = V_{smo} I_{sm} (\sin \alpha_1 + \sin \alpha_2) \quad (V.6)$$

Cette configuration nous permet un échange de puissances active et réactive entre le réseau et le SMES dans les quatre quadrants.

Nous nous intéressons à la fonction stabilisateur de puissance du SMES et donc au seul échange de puissance active avec le réseau. Pour cela nous utilisons deux convertisseurs à base des thyristors connectés en série comme le montre la figure V.3. La commande se fait pour un mode d'angles d'amorçage égaux ( $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha$ ) d'où



$$V_{sm} = 2.V_{smo} \cos \alpha \quad (\text{V.7})$$

$$P_{sm} = 2.V_{smo} I_{sm} \cos \alpha \quad (\text{V.8})$$

$$Q_{sm} = 2.V_{smo} I_{sm} \sin \alpha \quad (\text{V.9})$$

L'équation (V.8) ci-dessus s'écrit aussi sous la forme :

$$P_{sm} = V_{sm} \cdot I_{sm} \quad (\text{V.10})$$

Sachant que

$$V_{sm} = L_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} \quad (\text{V.11})$$

On obtient le courant de la charge de la bobine :

$$I_{sm} = \frac{1}{L_{sm}} \int_{t_0}^t V_{sm} \cdot d\tau + I_{smo} \quad (\text{V.12})$$

$I_{smo}$  est le courant initial de l'inductance.

L'énergie stockée dans la bobine supraconductrice est de la forme :

$$W_{sm} = W_{smo} + \int_{t_0}^t P_{sm} \cdot d\tau \quad (\text{V.13})$$

$W_{smo}$  est l'énergie initiale stockée dans la bobine elle est de la forme :

$$W_{smo} = \frac{1}{2} \cdot L_{sm} \cdot I_{sm}^2 \quad (\text{V.14})$$

Le contrôle du convertisseur permet à la tension  $V_{sm}$  de varier de façon continue dans un large intervalle de valeurs positives et négatives. Si  $V_{sm}$  est positive, la puissance est aussi positive et transférée à partir du réseau électrique au SMES : le convertisseur fonctionne alors comme un redresseur  $0^\circ < \alpha < 90^\circ$  (chargement du SMES), si  $V_{sm}$  est négative, la puissance est libérée

de l'unité SMES et fournie au réseau électrique : le convertisseur fonctionne comme un onduleur  $90^\circ < \alpha < 180^\circ$  (déchargement du SMES) [42, 45]. La figure V.2 représente le domaine de variation des puissances (P, Q) d'un pont à thyristors où la puissance réactive est toujours positive (circulant du réseau vers la charge coté continue). Pour des raisons de commutation (chapitre 2) la variation de l'angle d'amorçage  $\alpha$  se fera sur un arc de cercle limité entre  $5^\circ$  et  $145^\circ$  [46]. Comme indiqué sur la figure V.3, le courant est unidirectionnel. La structure de base du contrôleur du SMES utilisée dans cette étude est représentée sur la figure V.5 ci-dessous on utilise l'écart de vitesse du générateur  $\Delta\omega$  comme le signal d'entrée pour le contrôleur du SMES [44,45].  $K_c$  et  $T_{sm}$  sont respectivement le gain et le temps de réponse du SMES [44,45].  $P_{sm}$  est la valeur nécessaire pour rétablir la stabilité du système,  $P_{smo}$  est la puissance initiale du SMES.

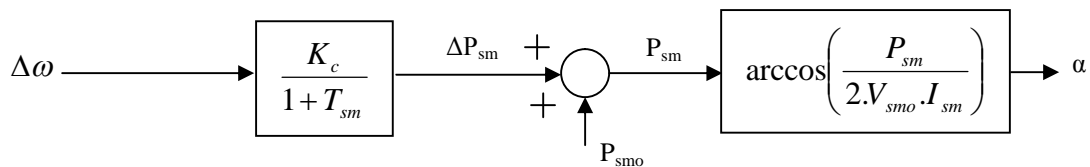


Figure V.5 Contrôle du SMES

### V.3 Réseau étudié

La configuration du réseau étudié est donnée par la figure V.6. Le générateur est connecté au réseau infini par le transformateur T et une ligne de transmission d'énergie de 350 km. Une liaison CCHT en parallèle avec la ligne CA. Le SMES est connectée aux bornes de la machine synchrone G.

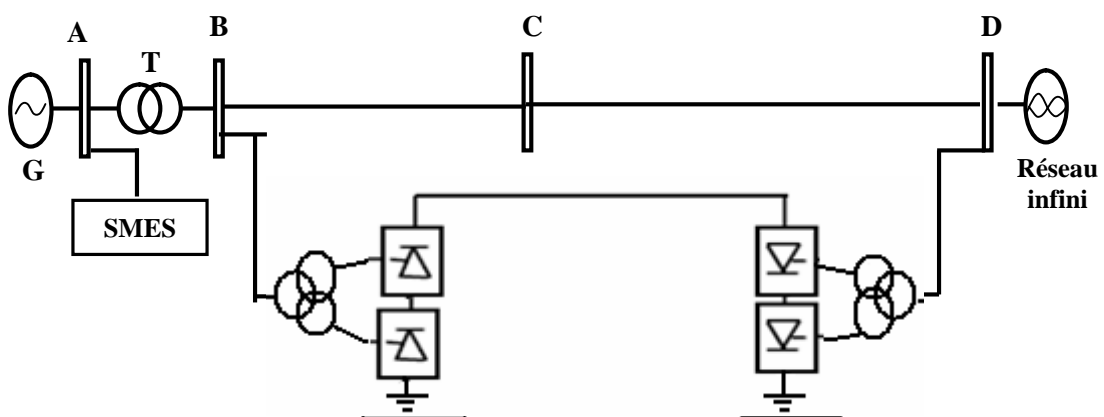
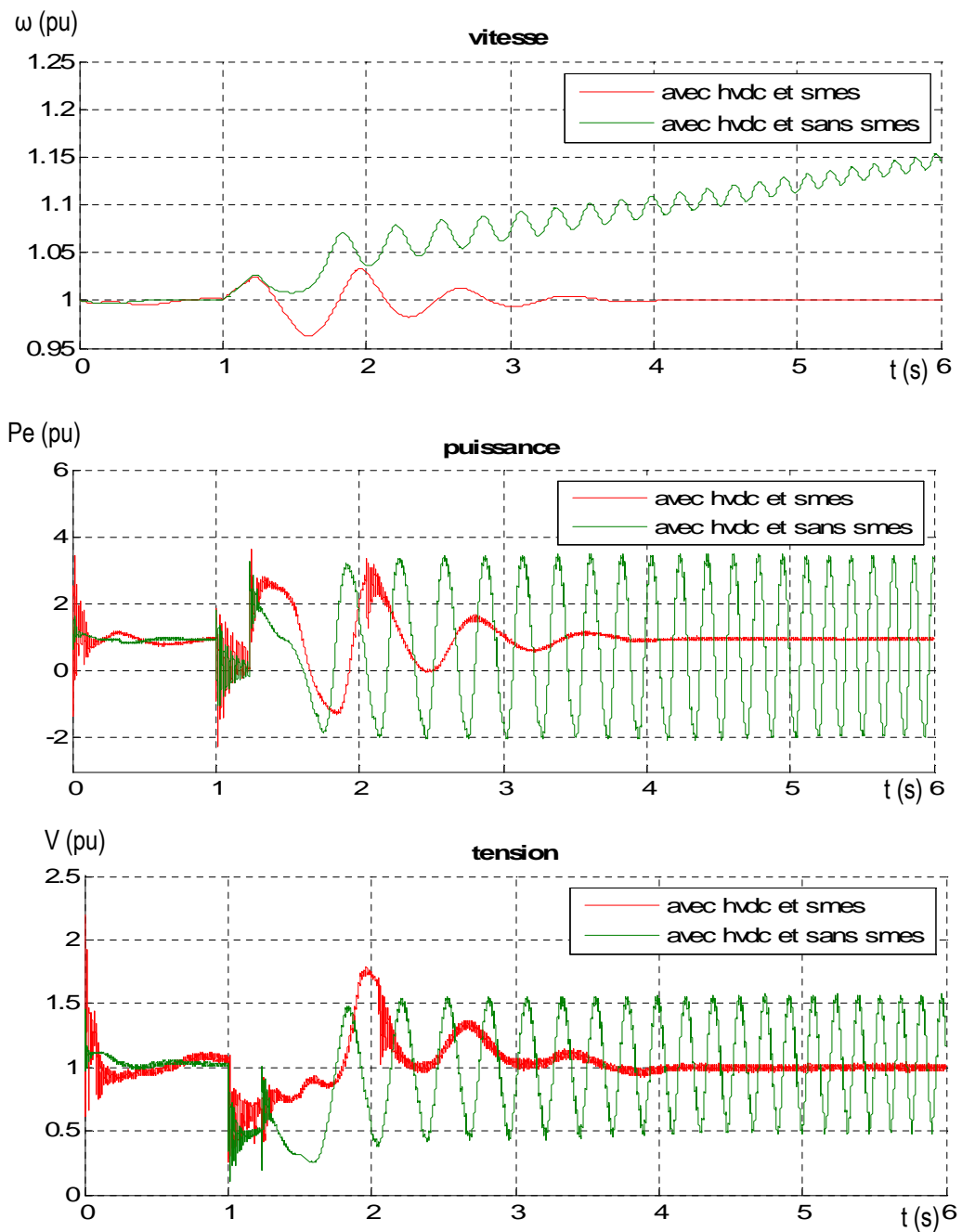


Figure V.6 Schéma du réseau étudié

### V.3.1 Simulation d'un défaut triphasé de 230 ms sans modulation de puissance à CC :

Nous avons vu au chapitre IV que pour un court-circuit triphasé localisé au noeud C de durée 230 ms, le système sans modulation de la puissance transportée par le CCHT est instable comme indiqué par les résultats de la figure IV.18. Dans les mêmes conditions et avec le SMES dont les paramètres sont donnés dans l'annexe E, les résultats de simulation indiqués dans la figure V.7 montrent que le générateur est stable.

$P_{CC}$  est la puissance transportée par le système CCHT



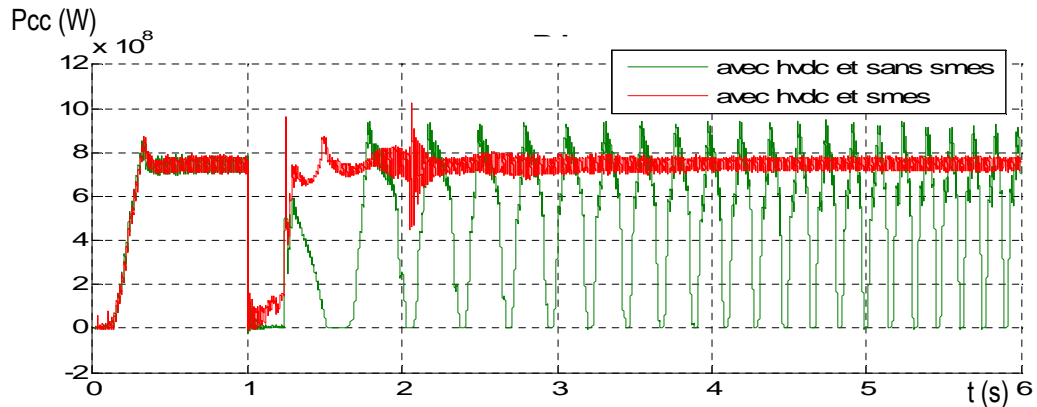
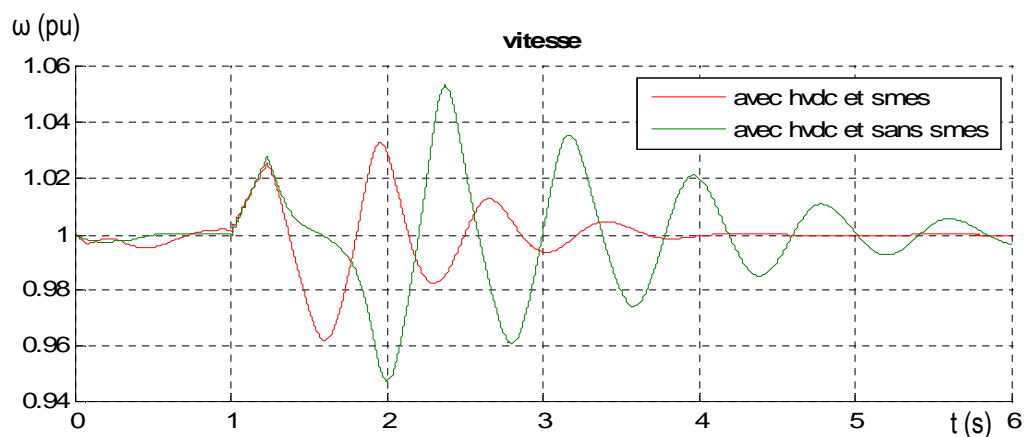


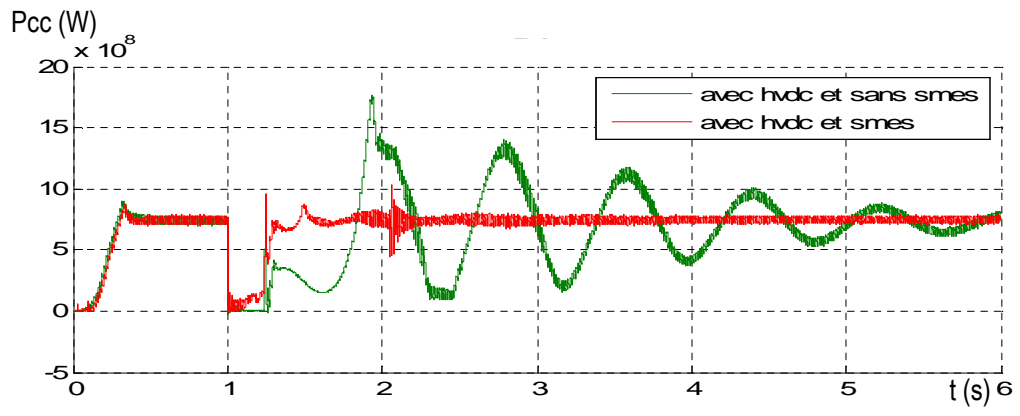
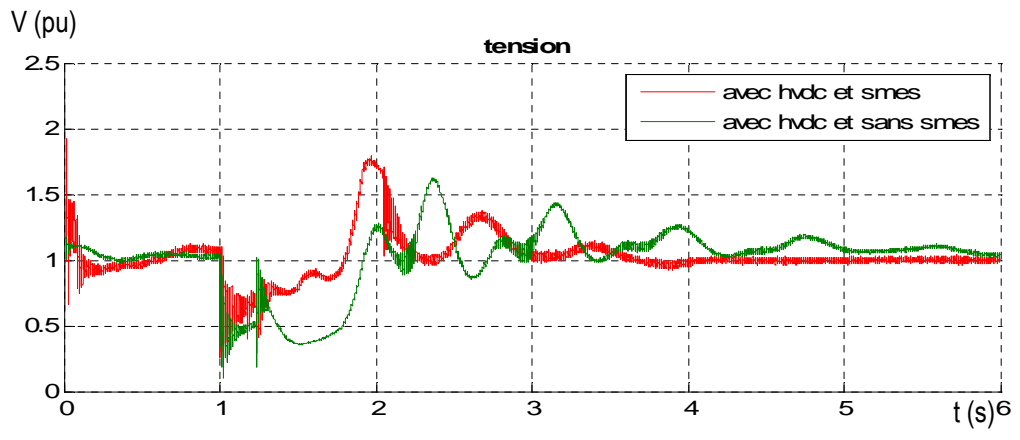
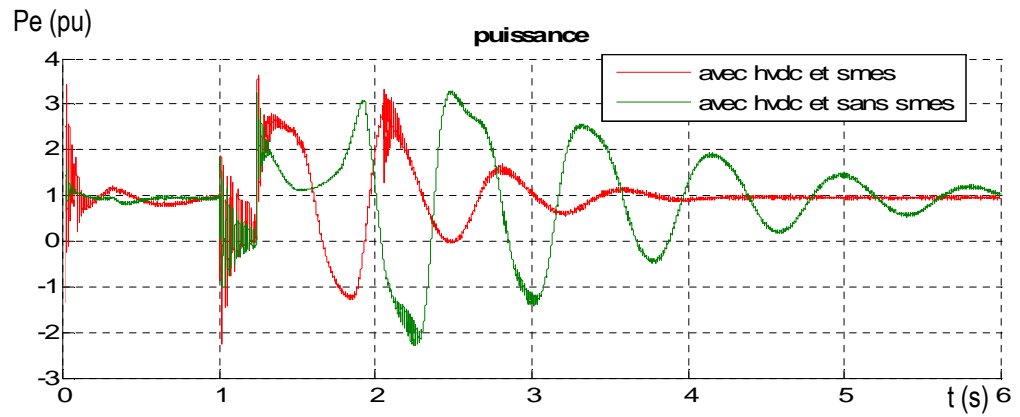
Figure V.7 Simulation d'un défaut triphasé de 230 ms sans modulation de puissance CC

### V.3.2 Performance du SMES

Nous avons trouvé dans le chapitre 4 et dans la partie précédente de ce chapitre que le système trouve sa stabilité après un défaut de 230 ms par les deux méthodes proposées, Dans cette partie nous considérons un court-circuit triphasé pendant 230 ms au noeud C, et nous comparons entre les résultats obtenus par les deux méthodes.

L'introduction du SMES dans le réseau avec le système CCHT montre qu'il y a un meilleur amortissement de toutes les oscillations des caractéristiques du réseau comme le montrent les résultats obtenus de la figure V.8. L'efficacité du SMES fait que l'élimination des oscillations intervient très rapidement et permet au réseau de fonctionner dans de bonnes conditions de stabilité malgré la sévérité du défaut quant à sa longue durée, ceci ne diminue en rien de la qualité de la régulation par la modulation de puissance qui reste performante puisque les oscillations observées quand elle intervient sans SMES restent dans un intervalle acceptable.





**Figure V.8** Comparaison de la régulation par SMES et de la régulation par modulation de puissance transportée par l'CCHT

## **V.4 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons établi les performances du SMES équipant un réseau monomachine avec liaison CCHT. Les résultats obtenus dans la recherche de maintien de la stabilité d'un réseau quand celui-ci est équipé d'un SMES montre l'impact bénéfique d'un tel dispositif sur le réseau. Cette étude montre bien la contribution d'un tel dispositif à la stabilité d'un réseau électrique avec liaison CCHT en grands mouvements. C'est un outil assez puissant comparé à la régulation par modulation de puissance CC.

## **Conclusion générale**

L'écoulement de puissance du réseau électrique obéit de plus en plus à des objectifs économiques. Outre les critères de fiabilité, le développement des futures infrastructures de transport doit aussi tenir compte des contraintes environnementales et des exigences de l'efficacité énergétique. De plus en plus encombrés, les réseaux de transport ne favorisent guère les interactions et échanges d'énergie entre réseaux voisins ou l'optimisation des moyens de production. L'augmentation des capacités de fourniture d'énergie par l'ajout de nouvelles lignes est de plus en plus problématique sur des réseaux maillés et fortement chargés. En outre, la question des nuisances environnementales et paysagères soulève des contraintes majeures rendant souvent l'installation de nouvelles lignes aériennes impossible. Il n'est pas rare aussi que les possibilités d'extension du réseau soient entravées par les problèmes d'instabilité.

Ceci fait que la technologie HVDC s'impose comme une solution de choix pour accroître les possibilités de transit de puissance comme nous avons pu le montrer dans ce travail. Nous avons utilisé un montage de convertisseurs à 12 pulsations nettement plus efficace qu'un simple pont triphasé. L'étude a montré donc qu'une intégration des systèmes HVDC dans les réseaux ouvre de nouvelles perspectives améliorant les conditions de sécurité et les performances de conduite des réseaux. Nous avons pu montrer que ces systèmes HVDC s'accommodent assez bien de liaisons longue distance. L'ajout d'une liaison HVDC parallèle aux lignes CA n'a pas seulement pour avantage de renforcer la capacité de transit de puissance du réseau mais aussi d'améliorer efficacement la performance du réseau pendant et après de graves perturbations telles que les courts circuits. Elle contribue au maintien du synchronisme des activités du réseau en contrôlant l'augmentation ou la réduction rapide de puissance et ce en permettant à l'HVDC d'ajouter ou retirer sa participation à la demande de puissance planifiée en fonction de l'écart de fréquence observé sur le réseau.

Nous avons examiné aussi dans quelle mesure l'introduction du SMES en association avec l'HVDC peut influencer sur la stabilité du réseau. Le SMES a un impact bénéfique sur la stabilité du réseau. En effet, par la capacité de stockage d'énergie qu'il offre, il permet d'augmenter sensiblement la marge de stabilité en augmentant l'aire de stockage d'énergie de restitution (critère des aires) permettant ainsi au réseau de rester stable dans des conditions sévères de court circuit.



L'association SMES-HVDC dans la conduite des réseaux s'avère donc assez intéressante.

Les perspectives à entrevoir dans la continuité de ce travail où nous nous sommes limités à un réseau de même fréquence pourraient intéresser l'étude de la stabilité des réseaux asynchrones. En effet, le redresseur et l'onduleur étant raccordés à deux systèmes de fréquences différentes, le premier peut contribuer à la stabilisation de la fréquence du second grâce à une fonction de modulation. Dans ce mode, l'HVDC pourrait ajouter ou retirer sa participation à la demande de puissance planifiée dans les deux systèmes, et ce proportionnellement à l'écart de fréquence observé. En outre, le soutien de la fréquence peut accélérer la reconstitution des réseaux îlotés à la suite d'une panne (black out partiel ou total) du réseau. La technologie HVDC est appelée à être de plus en plus utilisée car l'infrastructure des réseaux évolue vers des réseaux hybrides CA/CC.

## **Bibliographie**

- [1] Vijay K. Sood,  
« HVDC and FACTS Controllers Applications of Static Converters in Power Systems », Kluwer Academic Publishers 2004.
- [2] Laurent Teppoz,  
« Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC, Stabilité - Contrôle des perturbations »,  
Thèse de Doctorat d'Institut National Polytechnique de Grenoble, 23 Septembre 2005.
- [3] Theodore ,Wildi,  
“Electrotechnique ”,  
De Boeck Université, 3eme Edition 2000.
- [4] Tõnn Arro , Owen Silavwe,  
« Coupling of transients in HVDC lines to adjacent HVAC lines and its impact on the AC line protection  
coupling of transients in HVDC lines to adjacent HVAC lines and its impact on the AC line protection »,  
Thesis for the Master of Science, chalmers university of technology Göteborg, Sweden, 2007.
- [5] Mario Monti –  
« Comparaison des solutions en courant continu enfouies terrestres ou mixtes (terrestre et sous-marine) »  
Cahier n° 6, Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano (CESI) ,2008.
- [6] « Fonctionnement avec sources réelles des commutateurs à thyristors »,  
Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique, D 3 174.
- [7] « Commutateurs de courant à thyristors »,  
Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique, D 3 173.
- [8] J. Arrillaga, Y.H. Liu, N.R. Watson N.R. Watson,  
« Flexible Power Transmission The HVDC Options »,  
John Wiley, Sons, Ltd, 2007.
- [7] HVDC for beginners and beyond  
AREVA T&D UK Limited, September, 2009.
- [10] « Convertisseurs statiques, Réduction de la puissance réactive et des harmoniques », Techniques de  
l'Ingénieur, Traité Génie Electrique, D 3 210.

- [11] Neville Watson , Jos Arrillaga,  
« Power Systems Electromagnetic Transients Simulation »,  
IET London, United Kingdom, 2007.
- [12] V. K. Sood, V. Khatri, H. Jin,  
« EMTP modelling of CIGRE benchmark based HVDC transmission system operating with weak AC systems »,  
IEEE, Power Electronics Drives and Energy Systems for Industrial Growth, Canada, 1996.
- [13] Applications of PSCAD/EMTDC, Manitoba HVDC Research Centre Inc, 2008.
- [14] LIU Qing, WANG Zengping, WU Liying,  
« Optimization of HVDC Converter Transformer Back-up Protection »,  
IEEE International Conference on Power System Technology, 2006.
- [15] D.Habibinia, A. Shoulaie, R. Ghandehari,  
« Implementation a novel control-protective scheme on laboratorial HVDC system to distinguish between transient and steady state faults »,  
IEEE Iran University of Science 2007.
- [16] Miguel Angel Fontela Garcia,  
« Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée »,  
Thèse de Doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, 10 juillet 2008.
- [17] Lu Wei,  
« Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité »,  
Thèse de Doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, Juillet 2009.
- [18] Richard G. Farmer,  
« Power System Dynamics and Stability »,  
The Electric Power Engineering Handbook, 2001.
- [19] Hasan Alkhatib,  
« Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands reseaux electriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique »,  
Thèse de Doctorat de l'Université Paul Cézanne D'aix-Marseille, 5 décembre 2008.

- [20] Eskandar Gholipour Shahraki,  
« Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », Thèse de Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003.
- [21] Jiuping Pan, Reynaldo Nuqui, Bertil Berggren, Stefan Thorburn, Björn Jacobson, « Questions d'équilibre, Les grands réseaux de transport adoptent HVDC Light »,  
Revue ABB 3/2009
- [22] K. P. Basu  
« Stability Enhancement of Power System by Controlling HVDC Power Flow through the Same AC Transmission Line »,  
IEEE Symposium on Industrial Electronics and Applications, Malaysia. 2009
- [23] H. Rahman, B.H. Khan,  
« Stability improvement of power system by simultaneous AC–DC power transmission », Electric Power Systems Research (Science Direct), 12 July 2007.
- [24] R. Eriksson, V. Knazkins, L. Soder,  
« On the assessment of the impact of a conventional HVDC on a test power system », IEEE Power System Dynamics and Control, USA, 2007
- [25] Uma Vani M, Dr.Ramana Rao P.V,  
« Damping effects of Supplementary Control Signals for Enhancement of Transient Stability in AC-DC Power Systems »,  
International Journal of Engineering Science and Technology Vol. 2 (7), 2010.
- [26] J Rohan Lucas, H Jahan C Peiris,  
« Increasing the power transfer capability of an ac transmission line using a parallel small power dc link », Transactions of the IEE Sri Lanka, vol 3, No 2, Apr 2001,
- [27] BEKKI Brahim,  
« Contribution du SMES, Dispositif FACTS, à la stabilisation d'un réseau électrique Haute Tension », Thèse de Magister d'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 20/09/2006
- [28] Mohd. Hasan Ali, Bin Wu, Fellow, Roger A. Dougal,  
« An Overview of SMES Applications in Power and Energy Systems »  
IEEE transactions on sustainable energy, VOL. 1, No. 1, 2010.
- [29] D. Sutanto, K.W.E. Cheng,  
« Superconducting Magnetic Energy Storage Systems for Power System Applications », Proceedings of 2009 IEEE International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices Chengdu, China, September 25-27, 2009.

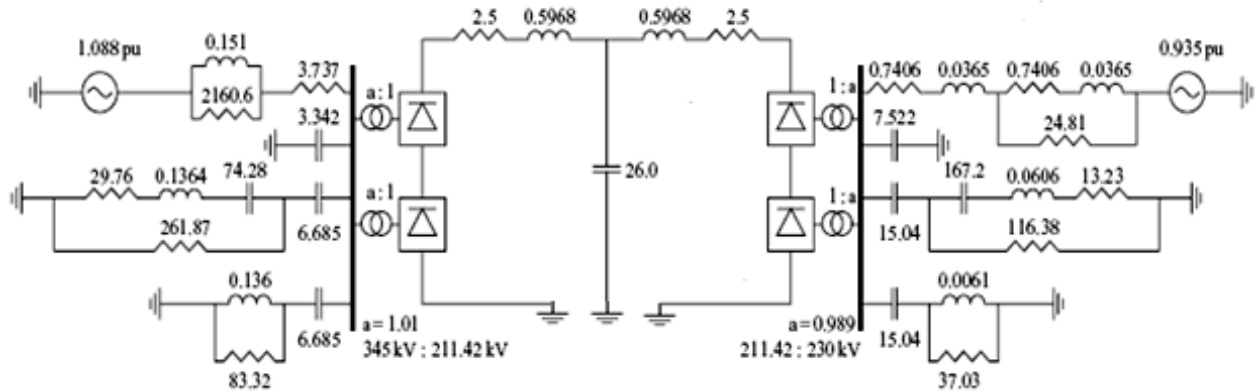
- [30] A. Abu-Siada, S. Islam,  
« Application of SMES unit in Improving the Performance of an AC/DC Power System »,  
IEEE University, Perth, WA, Australia. 2010.
- [31] Dwaraka S. Padimiti, Badrul H. Chowdhury,  
« Superconducting Magnetic Energy Storage System (SMES) for Improved Dynamic System  
Performance »,  
IEEE, Power Engineering Society General Meeting, 2007.
- [32] M. G. Rabbani R. I. Sheikh,  
« Damping of Power System Subsynchronous Oscillation Using Superconducting Magnetic Energy Storage  
Unit »,  
Second International Conference on Electrical and Computer Engineering ICECE 2002, 26-28 December  
2002, Dhaka, Bangladesh.
- [33] Y.-S. Lee, ME, C.-J. WU, PhD  
« Application of superconducting magnetic energy storage unit on damping of turbogenerator  
subsynchronous oscillation »,  
IEE Proceedings-C, Vol. 138, No. 5, September 1991.

## **Annexes**

## Annexe A : Réseau CCHT

Le modèle de référence CCHT de la CIGRE est donné par la figure A.1 ci-dessous :

Tous les éléments dans cette figure sont donnés par ( $\Omega$ , H et  $\mu\text{F}$ ).



**Figure A.1** Modèle de référence CCHT de la CIGRE

Les paramètres principaux de ce modèle sont donnés dans le tableau ci-dessous :

<b>paramètres</b>	<b>Coté redresseur</b>	<b>Coté onduleur</b>
La tension du système coté alternatif	345 kV	230 kV
Impédance du système coté alternatif	109.03 $\Omega$	52.9 $\Omega$
Réactance de commutation équivalent	27 $\Omega$	27 $\Omega$
Tension CC	503 kV	498 kV
Courant CC	1.5 kA	1.5 kA
Puissance CC	754.5 MW	747 MW
Tension de base cotée alternative	345 kV	230 kV
Source de tension cotée alternative	375.36 kV	215.05 kV
fréquence	50 Hz	50 Hz

Les paramètres des transformateurs sont donnés dans le tableau suivant :

<b>paramètres</b>	<b>Coté redresseur</b>	<b>Coté onduleur</b>
Puissance apparente	1200 MVA	1200 MVA
Rapport de transformation	345/211.42 kV	230/211.42 kV
R1 (Y)	0.0025 pu	0.0025 pu
R2 (Y)	0.0025 pu	0.0025 pu
R3 ( $\Delta$ )	0.0025 pu	0.0025 pu
L1 (Y)	0 pu	0 pu
L2 (Y)	0.24 pu	0.24 pu
L3 ( $\Delta$ )	0.24 pu	0.24 pu

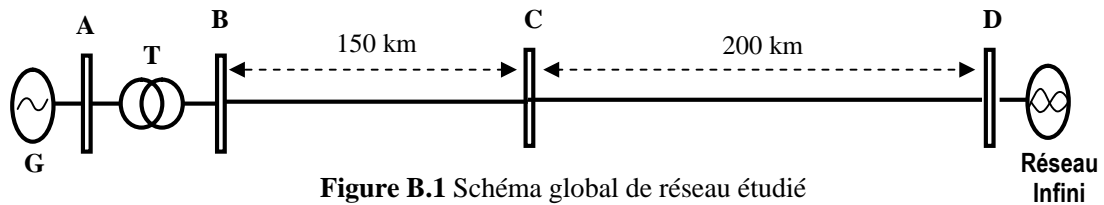


Les paramètres des interrupteurs du convertisseur sont donnés ci-dessous :

$R_s$  (Snubber resistance) = 5000  $\Omega$ ,     $C_s$  (Snubber capacitance) 0.05  $\mu\text{F}$ ,  
 $R_{on}$  (onstate resistance) = 0.01  $\Omega$ ,     $L_{on}$  (onstate inductance) = 0,  
 $V_f$  (forward voltage drop) = 1 V

## Annexe B : Réseau monomachine

Le système étudié est un réseau de 500 kV dont le schéma est donné par la figure B.1



### Générateur G

Les paramètres du générateur sont donnés ci-dessous :

$S_n = 1000 \text{ MVA}$ ,  $V_n = 13.8 \text{ kV}$ ,  $f = 50 \text{ Hz}$ ,  $X_d = 1.305 \text{ pu}$ ,  $X_d' = 0.296 \text{ pu}$ ,  
 $X_d'' = 0.252 \text{ pu}$ ,  $X_q = 0.474 \text{ pu}$ ,  $X_l = 0.18 \text{ pu}$ ,  $T_d' = 1.01 \text{ s}$ ,  $T_d'' = 0.053 \text{ s}$ ,  
 $T_{qo}'' = 0.1 \text{ s}$ ,  $R_a = 0.0028544 \text{ pu}$ ,  $H = 3.7 \text{ s}$ ,  $X_{q}'' = 0.243 \text{ pu}$ ,

### Ligne de transmission

Les paramètres de la ligne de transmission sont donnés ci-dessous :

$R = 0.01755 \text{ } \Omega/\text{km}$ ;  $L = 0.8737 \text{ mH/km}$ ;  $C = 0.01333 \text{ } \mu\text{F/km}$ .

### Transformateur T

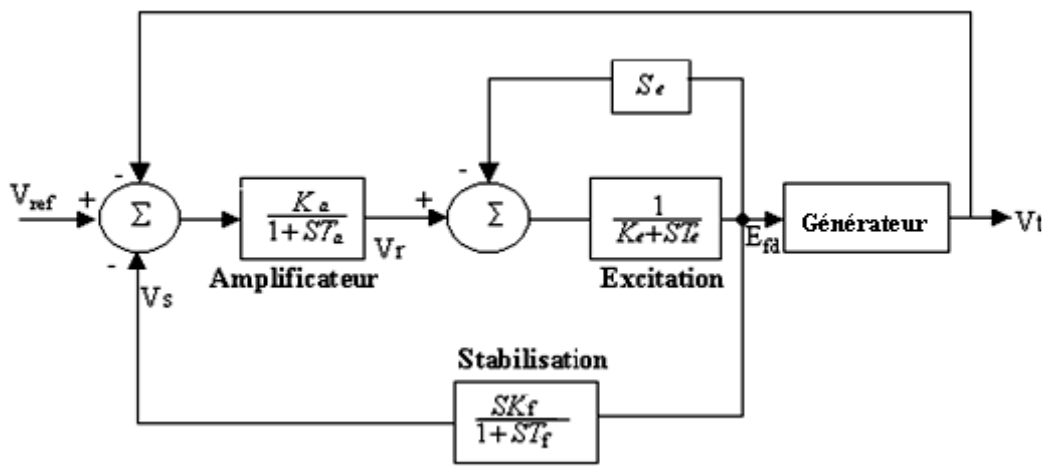
Les paramètres du transformateur sont donnés ci-dessous :

Puissance apparente = 1000 MVA, Rapport de transformation = 13.8/500 kV

$R_1 (\Delta) = 0.002 \text{ pu}$ ,  $R_2 (Y) = 0.002 \text{ pu}$ ,  $L_1 (\Delta) = 0 \text{ pu}$ ,  $L_2 (Y) = 0.12 \text{ pu}$ .

## Annexe C : AVR

Nous avons utilisé dans notre travail un régulateur de tension type IEEE1. Le schéma et les paramètres de ce régulateur sont donnés ci-dessous :



**Figure C.1** Schéma fonctionnel de la régulation de tension type IEEE1

$K_a = 200$ ,  $T_a = 0.001$  s,  $K_e = 1$ ,  $T_e = 0$ ,  $K_f = 0.001$ ,  $T_f = 0.1$  s.

## Annexe D: PSS

Le schéma et les paramètres du PSS sont donnés ci-dessous :

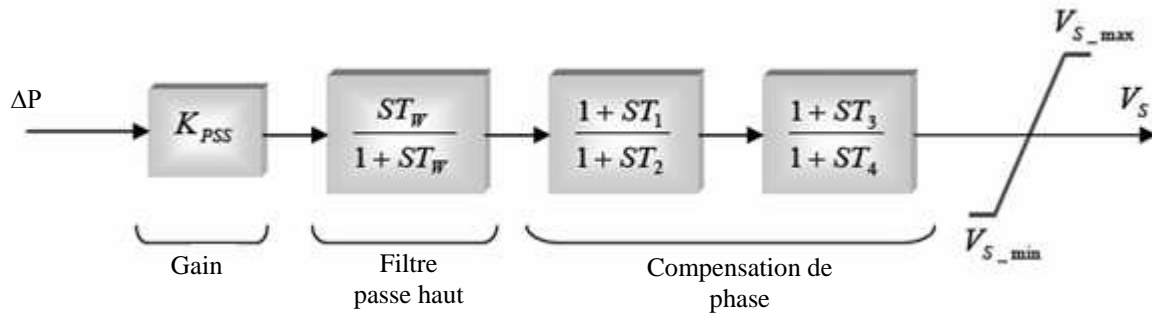


Figure D.1 Modèle d'un PSS

Avec  $\Delta P = P_m - P_e$ .

$T_w = 1$  s,  $T_1 = 0.06$  s,  $T_2 = 1$  s,  $T_3 = 0$  s,  $T_4 = 0$  s,

$V_{S\_max} = 0.15$  pu,  $V_{S\_min} = -0.15$  pu,  $K_{PSS} = 2.5$ .

## Annexe E : SMES

Les paramètres du SMES sont donnés dans le tableau ci-dessous :

$K_c = 1.06$ ,  $T_{sm} = 0.04$  s,  $L_{sm} = 2$  H.

