

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

**CHAIB Habib**

Ingénieur en Electrotechnique de l'Université Ibn Khaldoun Tiaret

*Thème*

---

# Apport du SMES comme stockage d'énergie aux performances de l'UPFC 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.

## *Remerciements*

*Je remercie vivement Monsieur MOUDJAHED Mohamed, Maître de Conférence à l'Université d'Ibn Khaldoun Tiaret, pour 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.*

### ***Dédicace***

*Je dédie ce modeste travail en signe de reconnaissance à tous ceux que j'aime particulièrement :*

*A mes très chers parents qui m'ont mis sur le bon chemin.*

*A mes frères et à tous mes amis surtout les étudiants de Post-Graduation et à tous les étudiants du Département de Génie Electrique.*

*A mes collègues M.Benasla, C.Nacim, K.Haidour, K.Djrboub, M.Belhoucine, A.Boudali, H.Bouameur, Y.Chedni, H.Maachou.*

## Résumé

Ces dernières années, la demande d'électricité a augmenté considérablement, tandis que l'expansion de la production et la transmission a été sévèrement limitée en raison de ressources limitées et des restrictions environnementales. En conséquence, certaines lignes de transmission se retrouvent surchargées et la stabilité du système menacée. La technologie FACTS (Flexible AC Transmission Systems) s'avère une des solutions à ces problèmes. C'est ce que nous avons essayé de montrer par ce travail en nous intéressant à deux FACTS, l'UPFC et le SMES. Nous avons évalué les performances de ces outils sur un réseau monomachine retenu comme réseau test en situations saine et perturbée. En régime perturbé, nous avons équipé le réseau de la régulation conventionnelle afin de voir dans quelle situation elle s'avère inefficace pour justifier l'appel aux FACTS. La comparaison des performances la combinaison UPFC-SMES et celles de la régulation conventionnelle montre la bonne efficacité des FACTS étudiés. L'apport du SMES à l'UPFC dans le maintien de la stabilité s'avère être d'un grand intérêt quand les conditions de défaut sont très contraignantes.

**Mots clés:** Stabilité des Réseaux Electriques , AVR, PSS, FACTS, UPFC, SMES, STATCOM, SSSC

## Abstract

In recent years, demand for electricity has increased significantly, while the expansion of generation and transmission has been severely limited due to limited Resources and Environmental restrictions. As a result, some transmission lines find themselves overloaded and system stability at risk. Technology FACTS (Flexible AC Transmission Systems) is a solution to these problems. That's what we tried to get through this work by focusing on two FACTS, UPFC and the SMES. We evaluated the performance of these tools on a monomachine system chosen as test system in safe and disturbed situations. In disturbed state, we have equipped the network of conventional control to see in what situation it is ineffective to justify the use of the FACTS. Comparing the performance of UPFC-SMES combination and those of the conventional control shows the good efficiency of FACTS studied. The contribution of the SMES to the UPFC in maintaining stability turns out to be of great interest when the fault conditions are very severe.

**key words:** Power System Stability, AVR, PSS, FACTS, UPFC, SMES, STATCOM, SSSC.

## ملخص

يزداد الطلب على الطاقة الكهربائية يوما بعد يوم مع محدودية التوسع في عمليتي التوليد و النقل للطاقة الكهربائية نظرا لمحدودية المصادر و الضغوط البيئية. ونتيجة لذلك فإن بعض خطوط النقل تعمل تحت زيادة الحمل مما يؤثر سلبا على اتزان واستقرار نظم القوى الكهربائية. تعتبرتكنولوجية أنظمة النقل المرنة حلا لهذه المشاكل. و هذا ما حاولنا اثباته في العمل المنجز من خلال التركيز على نوعين من أنظمة النقل المرنة, مغير الشحنة الشامل و اللفائف فائقة التوصيل المخزنة للطاقة. قمنا بتقييم اداء هذه الادوات على شبكة احادي الالة في حالة وجود اضطراب و غيابه. في حالة اضطراب قمنا بتجهيز الشبكة بالوسائل التقليدية لرؤية مافي حالة انه غير فعال لتبرير استخدام أنظمة النقل المرنة. مقارنة اداء UPFC-SMES والوسائل الكلاسيكية يظهر الكفاءة الجيدة لأنظمة النقل المرنة المدروسة. مساهمة اللفائف فائقة التوصيل الى مغير الشحنة الشامل في الحفاظ على الاستقرار تبين انها ذات فائدة كبيرة في حالة ضغوط شديدة جدا

**كلمات المفتاح:** استقرار أنظمة الطاقة, AVR, PSS, FACTS , مغير الشحنة الشامل UPFC, مساهمة اللفائف فائقة التوصيل المخزنة للطاقة SMES, STATCOM, SSSC.

## LISTES DES ACRONYMES

---

FACTS	Flexible A.C Transmission Systems
AVR	Automatic Voltage Regulator
PSS	Power System Stabilizer
RV	Régulateur de vitesse
UPFC	Unified Power Flow Controller
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
SVC	Static Var Compensator
IPFC	Interline Power Flow Controller
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
GTO	Gate Turn Off
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage

---

## INTRODUCTION GENERALE

---

Le marché de l'énergie a connu ces dernières années de grands changements. La déréglementation et de nouvelles contraintes économiques ont entraîné une forte croissance des échanges d'énergie entre les différentes entreprises productrices d'énergie. A ceci, il faut ajouter la demande croissante d'énergie électrique due notamment aux pays en voie d'industrialisation. Les réseaux de transport à courant alternatif actuels n'ayant pas été conçus pour une commande simple des flux d'énergie, il en résulte des problèmes de réglage de stabilité qu'elle soit de type statique ou de type transitoire.

Dans ce contexte, on comprend mieux alors l'importance cruciale que revêt la maîtrise des flux d'énergie dans les réseaux électriques. L'exploitation des nouvelles possibilités offertes par l'électronique de puissance permet aujourd'hui de résoudre les problèmes de gestion de flux d'énergie que les régulations dites conventionnelles telles que la régulation de tension, la régulation de vitesse et les systèmes de stabilisation de puissances PSS (Power System Stabilizer) implantés depuis les années 1960 ne peuvent seuls surmonter. En effet, de nouveaux dispositifs basés sur les progrès de l'électronique de puissance pallient aux défaillances des régulations conventionnelles. Ces dispositifs sont appelés FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) [1, 2]. Implantés dans les réseaux, Ils ont l'aptitude de contrôler l'écoulement de puissance par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance) et permettent l'augmentation des marges de stabilité des réseaux électriques entraînant ainsi leur exploitation optimale. Ces dispositifs, selon leur connexion aux réseaux électriques, peuvent être de type série (Static Synchronous Series Compensator, Thyristor Controlled Series Capacitor,...), de type parallèle (Static Synchronous Compensator, Static Var Compensator, Superconducting

Magnetic Energy Storage,...), de type hybride (Unified Power Flow Controller, Interline Power Flow Controller,...).

Nos travaux s'intéressent à l'action de l'UPFC (Unified Power Flow Controller) et du SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) sur la conduite d'un réseau électrique.

L'UPFC combine l'action du SSSC (Static Synchronous Series Compensator) et celle du STATCOM (Static Synchronous Compensator).

Le SMES est un dispositif de stockage d'énergie qui peut moduler la charge du réseau en échangeant avec ce dernier de la puissance par absorption durant les périodes creuses ou par fourniture durant les périodes de pointe. Cette fonction d'échange est aussi utilisée pour maintenir la stabilité du réseau mais pour des quantités de puissance échangée réduites [3].

Nous étudions, dans ce travail, l'apport que peut présenter un SMES sur les performances de l'UPFC pour améliorer la stabilité d'un réseau monomachine soumis à de grandes perturbations. L'outil de simulation utilisé est MATLAB/SIMULINK.

Dans le premier chapitre, nous examinons le comportement du réseau monomachine test retenu en régime permanent et en régime perturbé. En régime permanent, les simulations faites permettent d'évaluer les caractéristiques du réseau et déterminer la cohérence de ce type de réseau quant à l'écoulement de puissances dans différentes situations. La stabilité du réseau soumis à des défauts de court circuit est étudiée pour tester les performances de la régulation conventionnelle (AVR, régulation de vitesse, PSS).

Dans le second chapitre, nous donnons un aperçu général sur les FACTS avant de nous intéresser à l'UPFC que nous modélisons. Nous décrivons en détail sa structure parallèle (STATCOM) et sa structure série (SSSC).

Dans le troisième chapitre, on évoque l'état actuel de l'art concernant le SMES. Un aperçu sur la supraconductivité et ses applications est donné. Nous décrivons la configuration du SMES et donnons son principe de fonctionnement pour permettre la compréhension du processus d'échange d'énergie entre lui et le réseau selon les besoins de ce dernier.

Dans le quatrième chapitre, nous examinons la contribution de l'UPFC dans le réglage de transit des puissances actives et réactives en régime permanent. En régime perturbé, les performances de l'UPFC et du SMES sont évaluées par analyse de la stabilité du réseau.

## **I.1 Introduction**

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. Pour un réseau d'énergie électrique en fonctionnement stable, la puissance mécanique de la turbine entraînant un générateur et la puissance électrique fournie par celui-ci sont équilibrées .

Lorsque le réseau subit une perturbation (court circuit, perte de charge, perte d'un générateur, ouverture d'une ligne,. etc...), la différence entre les puissances mécanique et électrique induit une accélération ou une décélération pouvant entraîner la perte de synchronisme d'un ou de plusieurs générateurs. Les angles rotoriques oscillent jusqu'à l'intervention des systèmes de réglage et de protection afin de restituer la marche en synchronisme et mener le réseau à un état de fonctionnement stable [4].

Dans ce chapitre, les notions de stabilité des réseaux d'énergie électrique et ses différents types sont brièvement exposés ainsi que les différents correcteurs appliqués pour l'amélioration de la stabilité transitoire.

## **I.2 Stabilité des réseaux d'énergie électrique**

### **I.2.1 Notion de stabilité**

La sûreté de fonctionnement ou sécurité d'un réseau ou système d'énergie électrique peut être définie comme la robustesse de son fonctionnement sous des conditions d'opérations normales aussi bien que perturbées [4].

La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver un point de fonctionnement stable (point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par l'équilibre production consommation.

Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et de la fréquence [2,4,5].



## **I.2.2 Types de stabilité**

Le comportement d'un réseau face aux problèmes de stabilité dépend du lieu, de la nature et de l'ampleur de la perturbation. Cette dernière peut être de nature graduelle ou brusque (variations lentes de la charge, du plan de tension, court circuit sévère, perte d'ouvrages de production ou de transport ...etc.).

De ce fait, les études et l'expérience ont réparti la stabilité du système électrique en trois types: stabilité statique, dynamique et transitoire [2,4,5].

- **Stabilité statique**

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint un régime dit permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système, porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées.

Dans cet état, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires.

Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une « petite » perturbation quelconque, il retrouve un état de marche synchrone, identique ou voisin de l'état initial [2,4,5].

- **Stabilité transitoire**

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est son aptitude à assurer un fonctionnement synchrone de ses générateurs lorsqu'il est soumis à des perturbations importantes. L'apparition de pareilles perturbations peut conduire à de larges excursions des angles rotoriques de certains générateurs voir, si les actions correctives échouent, à la rupture de synchronisme qui, généralement, se développe en très peu de secondes sinon en des fractions de secondes [2,3,4].

Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. On peut citer les courts-circuits affectant un élément du réseau, la perte d'ouvrages importants de production ou de transport,... etc. Les conséquences de ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau [2,4].

La stabilité transitoire dépend :

- du type de perturbation.
- de la durée de perturbation.
- du lieu de perturbation.
- de la performance des systèmes de protection (relais, disjoncteurs...etc.).
- du point de fonctionnement avant défaut.
- niveau de puissance active.
- topologie du réseau.
- degré d'excitation des machines.
- des caractéristiques dynamiques.
- des générateurs.
- des charges.
- des régulateurs et des stabilisateurs mis en place.

La première étape, lorsqu'on veut analyser et commander un système électrique de puissance, consiste à trouver un "bon" modèle mathématique. Généralement, un modèle, dans l'analyse des systèmes, est un ensemble d'équations ou de relations, qui décrit convenablement les interactions entre les différentes variables étudiées, dans la gamme de temps considérée et avec la précision désirée, pour un élément ou un système.

Généralement, pour établir un modèle de réseau électrique pour les études dynamiques, on tient compte uniquement des équipements en activité pendant la plage temporelle du phénomène dynamique considéré. Le résultat est donc le modèle de connaissance complet du système : il se compose d'équations différentielles ordinaires non-linéaires et d'équations algébriques.

Les modèles présentés dans ce chapitre concernent les éléments suivants :

- les unités de production : générateurs électriques
- les lignes de transmission du réseau de transport.
- les charges pour la partie consommation.

**Remarque :**

On définit parfois la stabilité dynamique comme étant liée à de petites oscillations apparaissant sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas, nous pouvons utiliser des modèles linéaires afin de simuler le réseau [2,4].

### **I.3 Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park**

L'énergie électrique est généralement produite par les machines synchrones. Ces dernières sont caractérisées par une vitesse de rotation de l'arbre de sortie de chaque machine égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour obtenir un tel fonctionnement, un couple mécanique issu d'une énergie primaire source (énergie hydraulique, énergie nucléaire, l'énergie chimique, etc...) est appliqué à l'axe de la machine synchrone via un lien mécanique intermédiaire, à savoir la turbine. Le champ magnétique rotorique est généré habituellement par un circuit d'excitation alimenté par courant continu. La position du champ magnétique rotorique est alors fixe par rapport au rotor : ceci impose en fonctionnement normal, c'est à dire synchrone, une vitesse de rotation identique entre le rotor et le champ tournant statorique. Les enroulements du stator sont soumis à des champs magnétiques qui varient périodiquement. Une *f.é.m.* de courant alternatif est donc induite dans le stator.

Les générateurs synchrones participent de façon extrêmement importante aux phénomènes dynamiques et à la qualité globale de l'alimentation en énergie. Il est donc nécessaire de développer des modèles pratiques et réalistes des machines synchrones. Dans ce chapitre, nous présenterons et discuterons un modèle adapté à l'analyse de la stabilité dynamique [5, 6, 7, 8].

Dans la machine idéale, le stator est muni de trois enroulements repérés *a*, *b* et *c*, décalés de 120 degrés. Le rotor comporte un certain nombre d'enroulements, répartis sur deux axes :

L'axe-d, (axe direct) qui coïncide avec celui de l'enroulement d'excitation et l'axe-q (axe quadratique) situé en quadrature avance par rapport à l'axe direct.

Pour supprimer la non-linéarité entre les grandeurs du stator et celles du rotor, les enroulements de la machine doivent être ordonnés selon deux axes perpendiculaires, chaque machine est modélisée dans sa référence locale (*d-q*) tournant avec son rotor.

Pour formaliser le couplage entre les équations du système et établir les équations décrivant le comportement du système global, toutes les tensions et tous les courants doivent être représentés dans une seule référence commune à toutes les machines. Généralement, une référence tournant à la vitesse synchrone sert de référence commune. Une telle approche peut être réalisée par la transformation de Park.

La figure I.1 montre schématiquement les enroulements et les sens des courants dans une machine synchrone. La figure I.2 donne le modèle équivalent dans le repère de Park ( $d$ - $q$ ).

Les différents enroulements dans les deux représentations sont les suivants :

- Les trois enroulements statoriques notés  $a$ ,  $b$  et  $c$ , et leurs enroulements équivalents notés  $ds$  et  $qs$ .
- L'axe direct comporte l'enroulement d'excitation noté  $f$ , et un enroulement amortisseur noté  $da$ .
- L'axe en quadrature comporte un enroulement amortisseur noté  $qa$ .

Notons enfin que l'enroulement d'excitation est soumis à une tension  $V_f$  tandis que les circuits  $da$ ,  $qa$  sont court-circuités en permanence [5,7, 8, 9,10].

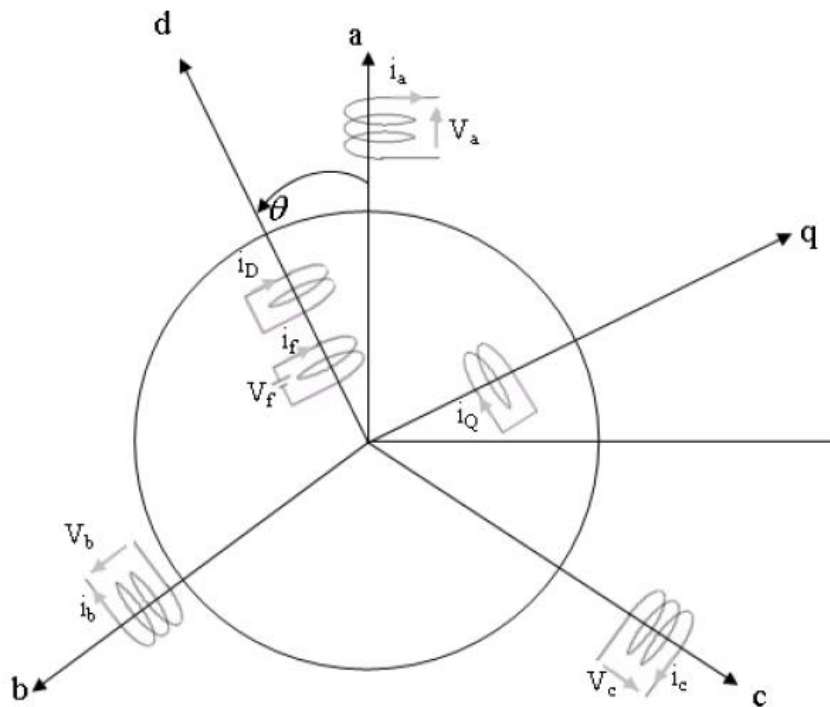


Figure I.1 : Modélisation de la machine synchrone .

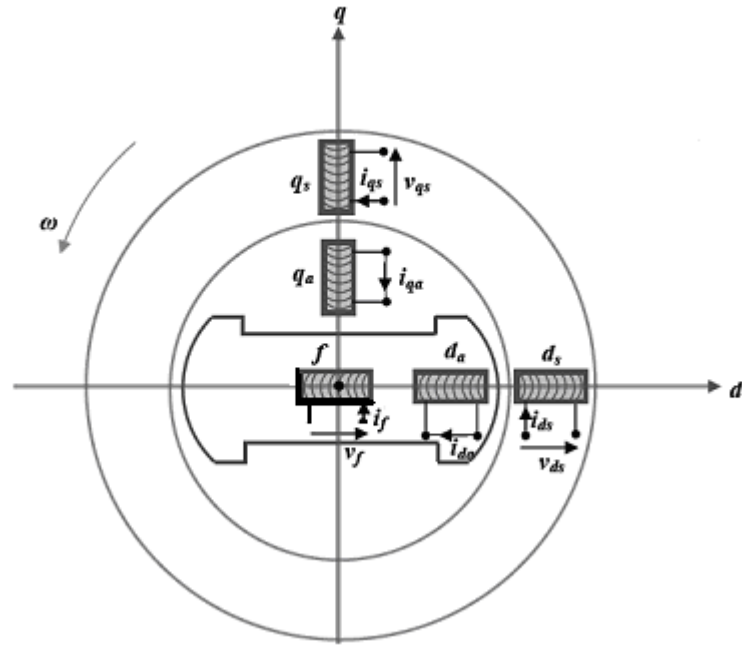


Figure 1.2 : Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park.

Les composantes de la tension aux bornes de la machine suivant les axes q et d sont telles que :

$$V_q = E'_q - rI_q + X'_d I_d \quad (1.1)$$

$$V_d = E'_d - rI_d - X'_q I_q \quad (1.2)$$

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

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

$$T'_{do} \dot{E}'_q = -E'_q + (X_d - X'_d)I_d + E_{fd} \quad (1.3)$$

$$T'_{qo} \dot{E}'_d = -E'_d - (X_q - X'_q)I_q \quad (1.4)$$

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

Les constantes de temps transitoires selon les axes d et q sont définies par les expressions suivantes :

$$T'_{d0} = \frac{L_F}{r_F}$$
$$T'_{q0} = \frac{L_Q}{r_Q}$$

$E_{fd}$  est la tension d'excitation. Elle est liée à la f.é.m. induite  $E_q$  suivant l'axe q par la relation :

$$E_{fd} = E_q + j(X_d - X_q)I_d \quad (1.5)$$

La f.e.m induite selon l'axe q est telle que :

$$E_q = V + (r + jX_q)I \quad (1.6)$$

Où  $V$  est la tension aux bornes de la machine.

L'équation du mouvement du rotor de la machine est donnée par la relation :

$$j \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e - T_d \quad (1.7)$$

$J$  : moment d'inertie de l'ensemble des masses rotorique.

$\theta_m$  : Position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence fixe lié au stator.

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

$T_e$  : couple électromagnétique.

$T_d$  : couple d'amortissement tenant compte des frottements.

#### I.4 Modèle des lignes de transmission

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Ils permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents. Les modèles des lignes de transmission utilisés dans l'analyse dynamique des réseaux électriques sont habituellement classés en trois groupes, en fonction des longueurs des lignes, (longues, moyennes, courtes). Compte tenu des longueurs et de la fréquence de fonctionnement, typiquement 50-60 Hz, une ligne de transmission se caractérise par un modèle à constantes localisées (les phénomènes de propagation sont négligés car  $L \ll \lambda / 2\pi$ , où  $\lambda$  est la longueur d'onde associée à la fréquence  $f$ ). La structure la plus employée pour ce modèle est le schéma équivalent en  $\pi$ , figure I.3. Il se caractérise par trois paramètres principaux [5, 6, 10] :

- une résistance série  $R$ .
- une réactance constituée d'une inductance de série  $L$  due au couplage par champ magnétique entre les conducteurs.
- une capacité de shunt  $C$  due au couplage par champ électrique entre les conducteurs.

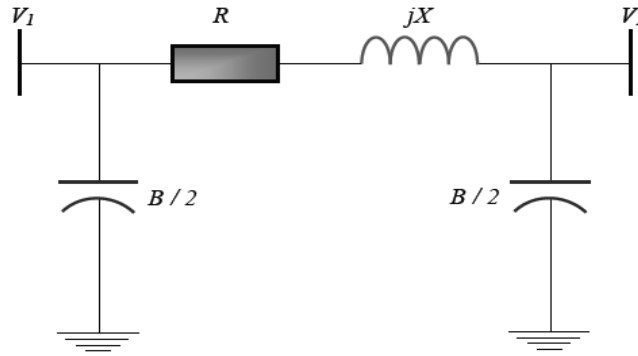


Figure I.3 : Modèle en  $\pi$  d'une ligne de transmission.

### I.5 Modèle des charges

En conséquence, lorsque les systèmes de puissance sont analysés, seuls les réseaux et les sous-réseaux de transport sont modélisés, tandis que les réseaux de distribution ne le sont habituellement pas : ils sont simplement remplacés par des charges équivalentes. Pour l'analyse de la stabilité, chaque charge représente habituellement une partie relativement importante du système comportant typiquement des réseaux de distribution de basse et moyenne tension, de faibles sources d'énergie fonctionnant au niveau de la distribution, les régulateurs de tension de distribution. Elle inclut également les différentes charges réelles tels les moteurs, les éclairages et les appareils électriques.

Les caractéristiques des charges ont une influence importante sur la stabilité et la dynamique du système. En raison de la complexité et la variation continue des charges et de la difficulté d'obtenir des données précises sur leurs caractéristiques, une modélisation précise des charges est très difficile. Ainsi, des simplifications sont indispensables selon le but de l'étude demandée. Les modèles de charges les plus utilisés sont généralement des modèles statiques. Le caractère statique est lié à la description de la charge par des équations purement algébriques [8, 10].

Soit un nœud dont le module de la tension est  $V_L$  et auquel une charge consommant une puissance  $P_L + jQ_L$  est reliée. Cette charge peut être représentée par une admittance équivalente comme le montre la figure I.4. [6, 7,11].

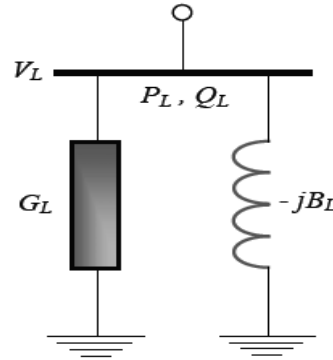


Figure I.4 : Modélisation d'une charge par son admittance équivalente.

L'admittance équivalente de la charge est calculée après avoir déterminé les données nécessaires de l'étude de l'écoulement de puissances. L'admittance équivalente est donnée par l'expression (I.8) ci-dessous :

$$\bar{Y}_L = \frac{P_L}{V_L^2} - j \frac{Q_L}{V_L^2} \quad (\text{I.8})$$

## I.6 Réseau test

### 1.6.1 Caractéristiques du réseau

Le réseau retenu est représenté par le schéma unifilaire de la figure I.5 correspondant à une phase.

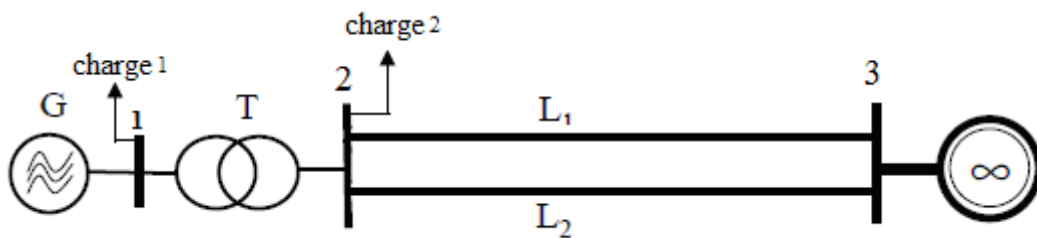


Figure I.5 : Réseau étudié



Ce réseau comporte un alternateur connecté aux jeux de barre 1 de niveau de tension 13.8kV. La connexion au réseau de transmission 735kV se fait à travers un transformateur T.

Deux lignes en parallèle  $L_1$  et  $L_2$  de transport d'énergie électrique de 200 km de longueur à la sortie du transformateur connectées aux jeux de barres 2 et 3. Le générateur alimente deux charges et un réseau à puissance infinie comme indiqué par la figure I.5. La puissance de base retenue est 1000MVA. Le tableau I.1 indique les caractéristiques des charges.

Tableau I.4 Caractéristiques de la charge

	$P_L$ (MW)	$Q_L$ (MVAR)
Charge1	100	0
Charge2	100	20

Les caractéristiques du générateur, de la ligne et du transformateur sont données dans les tableaux ci-dessous :

Tableau I.2 Caractéristiques du générateur

	Générateur G
Puissance apparente nominale (MVA)	2100
$V_n$ (v)	138000
$F_n$ (Hz)	60
H (s)	3.7
$X_d$ (pu)	1.305
$X_q$ (pu)	0.474
$X'_d$ (pu)	0.296
$X'_q$ (pu)	0.296
Résistance statorique (pu)	$2.8544 \times 10^{-3}$
Nombre de paires de pôles	32

Tableau I.3 Caractéristiques des lignes.

Ligne i-j	$R(\Omega/\text{km})$	$L(\text{mH}/\text{km})$	$C(\text{nF}/\text{km})$	L(km)
2-3	0.01165	0.8679	13.41	200

Tableau I.4 Caractéristiques du transformateur

Noeud i-j	Pn (MVA)	Fn (Hz)	V1 (kV)	V2 (kV)	R <sub>1</sub> (p.u)	R <sub>2</sub> (p.u)	L <sub>1</sub> (p.u)	L <sub>2</sub> (p.u)
1-2	2100	60	13,8	735	0.002	0.002	0.08	0

### I.6.2 Etude du réseau en régime permanent

Nous simulons le comportement du réseau dans deux situations :

- quand le nœud 1 est pris comme nœud de type PV.
- quand le nœud 1 est pris comme nœud bilan.

#### I.6.2.1 Cas où le nœud est un nœud de type PV

La figure I.6 montre la circulation de puissance correspondant au réseau infini dont la puissance a été prise égale à 15000MVA.

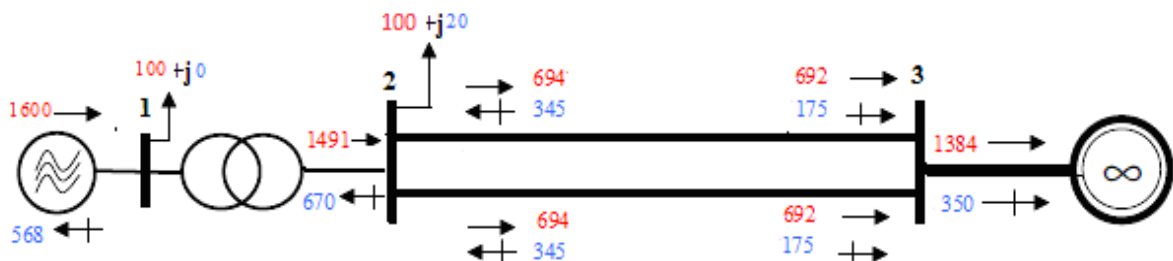


Figure I.6 : Circulation de puissance

- + Puissance réactive (MVAR)
- Puissance active (MW)

Le tableau I.5 donne les résultats de transit de puissances obtenus quand on fait varier la puissance active et réactive de la charge connectée au nœud 2.

Les résultats du tableau I.5 montrent que le bilan de puissances est respecté. Le fait d'augmenter la charge en puissance active se répercute sur la demande du réseau infini qui diminue d'une valeur égale à l'augmentation de la charge tenant compte aussi des pertes de puissance active dans les lignes.

Charge2		P <sub>G</sub> (MW)	Q <sub>G</sub> (MVAR)	P <sub>23</sub> (MW)	Q <sub>21</sub> (MVAR)	P <sub>23</sub> (MW)	Q <sub>23</sub> (MVAR)	P <sub>32</sub> (MW)	Q <sub>32</sub> (MVAR)
P <sub>L</sub> (MW)	Q <sub>L</sub> (MVAR)								
100	20	1600	-578	-1491	670	2x693	-2x345	-2x691	-2x175
200	70	1600	-535	-1491	636	2x641	-2x354	-2x640	-2x173
500	100	1600	-527	-1491	628	2x486	-2x366	-2x485	-2x184
1000	250	1600	-415	-1491	511	2x231	-2x384	-2x230	-2x180

Tableau I.5 : Circulation de puissances

Le tableau I.6 donne les résultats de transit de puissances obtenus quand on fait varier la puissance du réseau infini et pour une charge 100MW+j20MVAR.

Nous remarquons que la puissance débitée par le générateur est fixe quelle que soit la puissance du réseau infini. Ceci du fait que le type de nœud est PV.

S <sub>∞</sub> (MVA)	P <sub>G</sub> (MW)	Q <sub>G</sub> (MVAR)	P <sub>23</sub> (MW)	Q <sub>21</sub> (MVAR)	P <sub>23</sub> (MW)	Q <sub>23</sub> (MVAR)	P <sub>32</sub> (MW)	Q <sub>32</sub> (MVAR)
15000	1600	-568	-1491	670	2x694	-2x345	-2x692	-2x175
20000	1600	-524	-1491	625	2x694	-2x323	-2x692	-2x195
25000	1600	-491	-1491	590	2x694	-2x306	-2x692	-2x209
30000	1600	-466	-1491	564	2x694	-2x292	-2x692	-2x220
35000	1600	-446	-1491	544	2x694	-2x282	-2x692	-2x229
40000	1600	-428	-1491	527	2x694	-2x274	-2x692	-2x236

Tableau I.6 : Circulation de puissance

Le tableau I.7 donne les tensions aux nœuds 1 et au nœud 2 en relation avec la puissance réactive de l'alternateur.

$S_{\infty}$ (MVA)	$V_1$	$V_2$	$Q_{21}$ (MVAR)
15000	1 $\angle$ -17.16	1.02 $\angle$ 9.57	670
20000	1 $\angle$ -18.39	1.019 $\angle$ 8.34	625
25000	1 $\angle$ -19.12	1.018 $\angle$ 7.61	590
30000	1 $\angle$ -19.61	1.017 $\angle$ 7.12	564
35000	1 $\angle$ -19.95	1.016 $\angle$ 6.77	544
40000	1 $\angle$ -20.21	1.015 $\angle$ 6.51	527

Tableau I.7 : Plan de tensions

La figure I.7 montre la corrélation Q/V qui existe entre puissance réactive et tension.

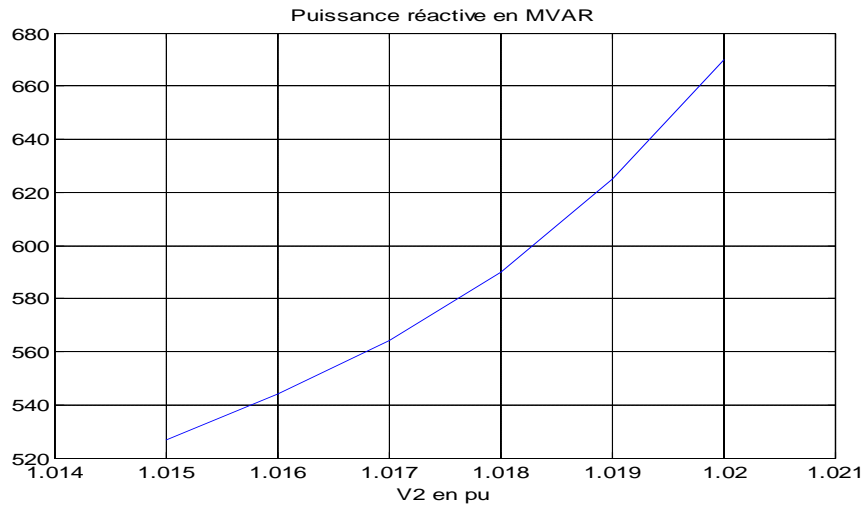


Figure I.7 : Variation de la puissance réactive au nœud 2

### I.6.2.2 Cas où le nœud est un nœud bilan

La figure I.8 montre la circulation de puissance correspondant au réseau infini de puissance 15000MVA

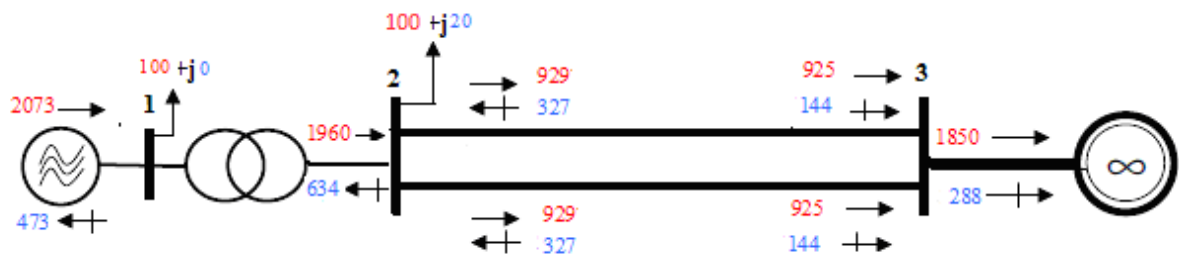


Figure I.8 : Circulation de puissance

Le tableau I.8 donne les résultats de transit de puissances obtenus quand on fait varier la puissance du réseau infini et pour une charge  $100\text{MW}+j20\text{MVAR}$ .

Nous remarquons que la puissance débitée par le générateur est variable suivant la variation de la puissance du réseau infini. Ceci du fait que le type de nœud 1 est de type bilan.

$S_{\infty}$ (MVA)	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (MVAR)	$P_{21}$ (MW)	$Q_{21}$ (MVAR)	$P_{23}$ (MW)	$Q_{23}$ (MVAR)	$P_{32}$ (MW)	$Q_{32}$ (MVAR)
15000	2073	-473	-1960	634	2x929	-2x327	-2x925	-2x144
20000	1548	-533	-1439	628	2x668	-2x324	-2x666	-2x197
25000	1346	-524	-1239	598	2x568	-2x309	-2x566	-2x225
30000	1228	-508	-1121	571	2x509	-2x296	-2x508	-2x244
35000	1148	-494	-1041	594	2x469	-2x285	-2x468	-2x258
40000	1088	-480	-981	531	2x439	-2x276	-2x438	-2x269

Tableau I.8 :Circulation de puissance

Les puissances actives et réactives absorbées par le nœud à puissance infinie évoluent comme indiqué aux figures I.9 a et I.9 b tenant compte de la variation de puissance  $S$  du nœud à puissance infinie.

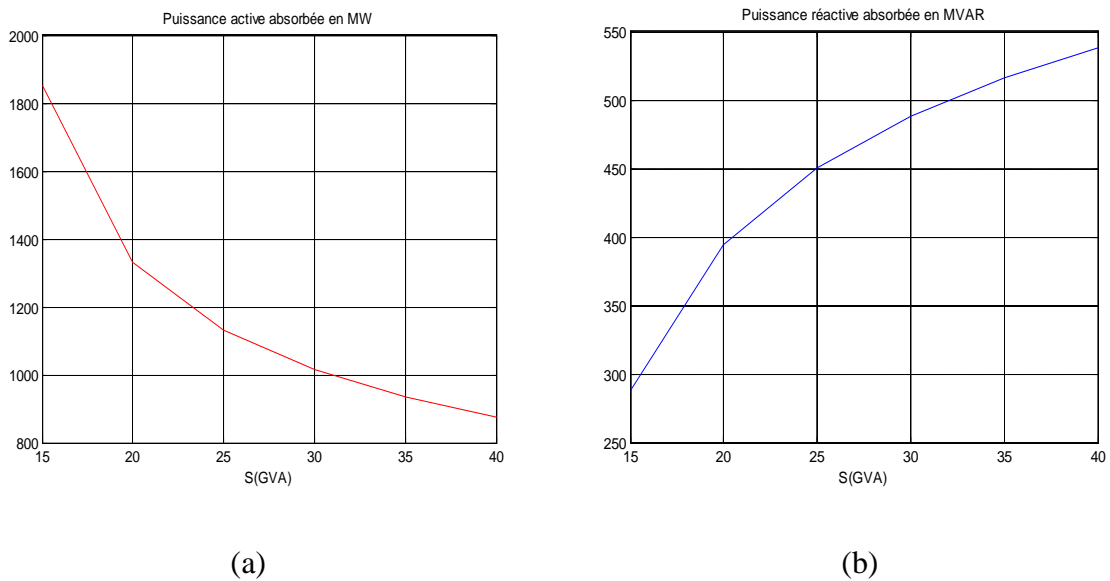


Figure I.9 : Variation de la puissance active et réactive du réseau

Les résultats obtenus nous ont permis de tirer les conclusions suivantes :

- Le réseau test est réseau robuste et répond à toutes les exigences voulues.
- La relation  $Q/|V|$  est vérifiée.

Pour la partie qui suit nous utilisons le réseau avec le nœud 1 comme nœud PV et 20000MVA comme puissance apparente du réseau infini. La charge au nœud 2 est égale à 100MW+j20MVAR.

### I.6.3 Etude du système non régulé en régime transitoire

Le nœud 1 est un nœud PV. La puissance apparente du réseau infini est 20000MVA. La charge au nœud 2 est égale à 100MW+j20MVAR.

Nous examinons le comportement du réseau dans le cas des grandes perturbations. Nous nous intéressons aux trois types de court circuit afin de déterminer le plus contraignant d'entre eux qui sera retenu pour évaluer les performances de la contribution des FACTS faisant l'objet de notre travail. Dans cette partie, la stabilité du réseau est étudiée, le réseau étant équipé des régulations conventionnelles de tension AVR ( Automatic Voltage Regulator), de vitesse (RV) et d'un stabilisateur de puissance PSS (Power System Stabilizer).

### I.6.3.1 Etude des différents types de défaut

Les simulations ont été effectuées pour des défauts au nœud 2 (Fig. I.10) en liaison avec la terre :

- monophasé
- biphasé
- triphasé

La durée du défaut est égale à 200ms

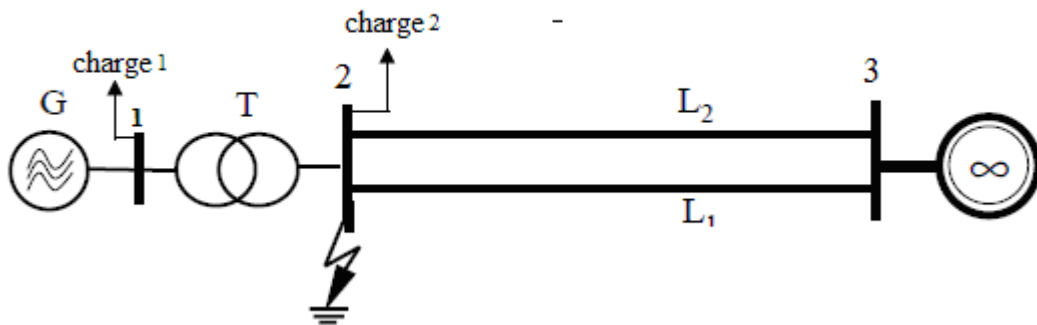


Figure I.10 : Réseau étudié

#### I.6.3.1.1 Résultats de simulation

Les figures I.11 à I.14 montrent le comportement de la vitesse  $\omega$  en pu, celle de l'angle de charge  $\delta$  en degrés, de la tension aux bornes de la machine  $V$  en pu et de la puissance électrique  $P_e$  en pu. L'ensemble des caractéristiques montre que le défaut triphasé est le plus contraignant. C'est ce type de défaut que nous retiendrons pour étudier le comportement de notre réseau et examiner les performances des régulations utilisées.

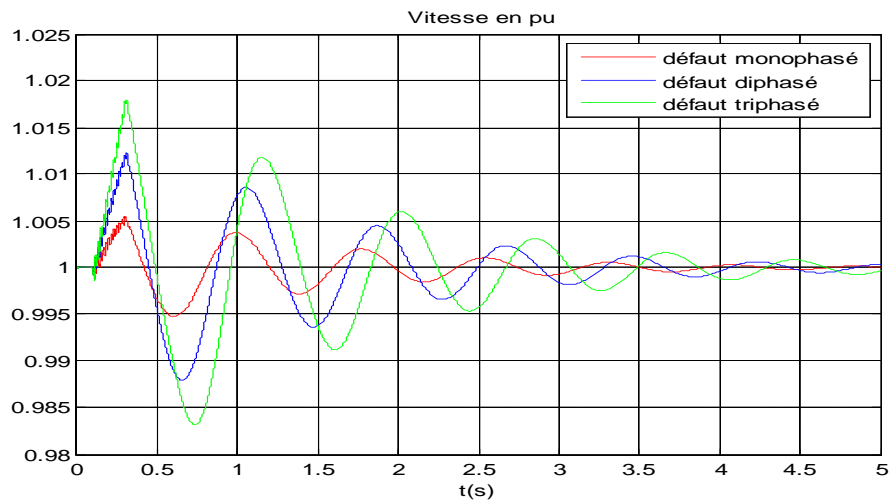


Figure I.11 : Comportement de la vitesse

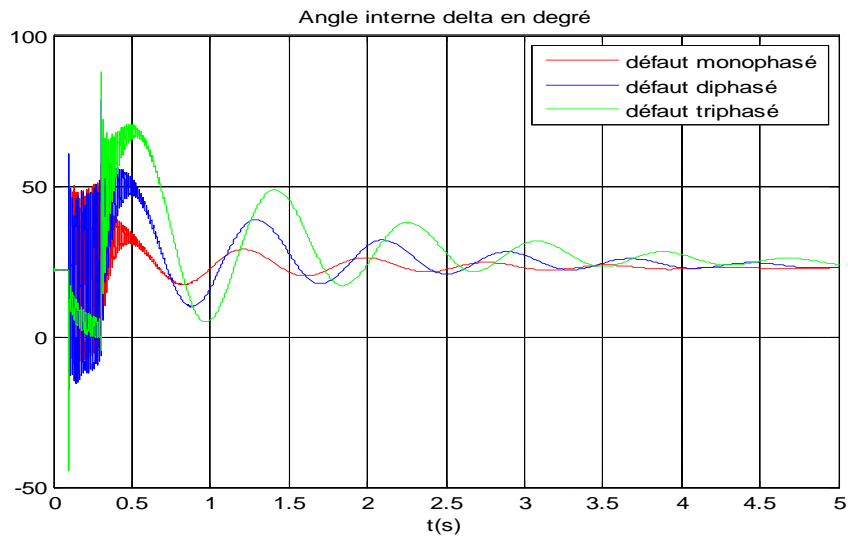


Figure I.12 : Comportement de l'angle de charge

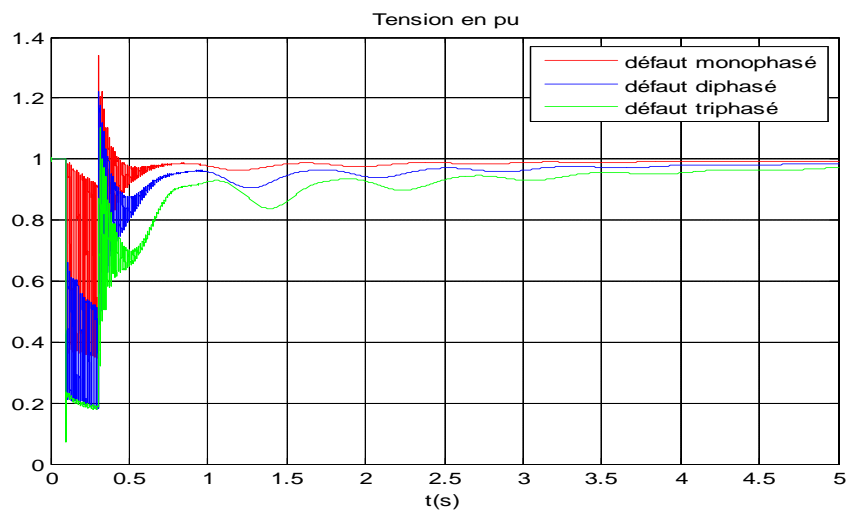


Figure I.13 : Comportement de la tension



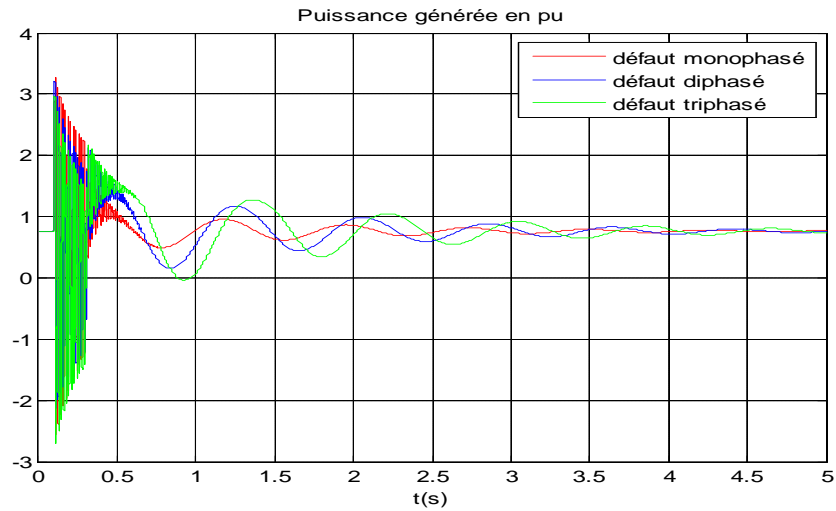


Figure I.14 : Comportement de la puissance électrique.

### I.6.3.2 Impact de la localisation du défaut

Nous retenons le défaut triphasé avec liaison à la terre de durée 200ms et examinons son impact sur la machine en fonction de sa localisation:

- quand il est localisé au nœud 2,
- et quand il est situé à 100km du nœud 2 sur la ligne 2

Les résultats de simulations obtenus sont donnés par les figures I.15 à I.18 ci-dessous

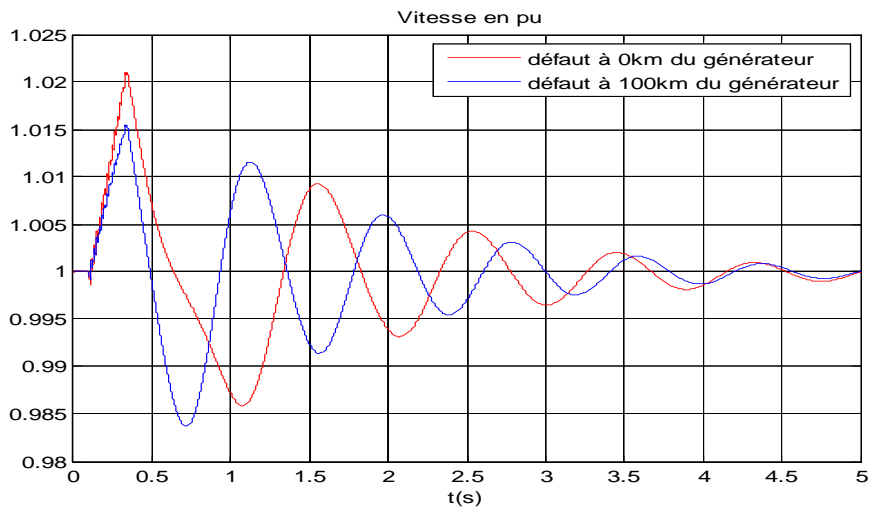


Figure I.15 : Comportement de la vitesse

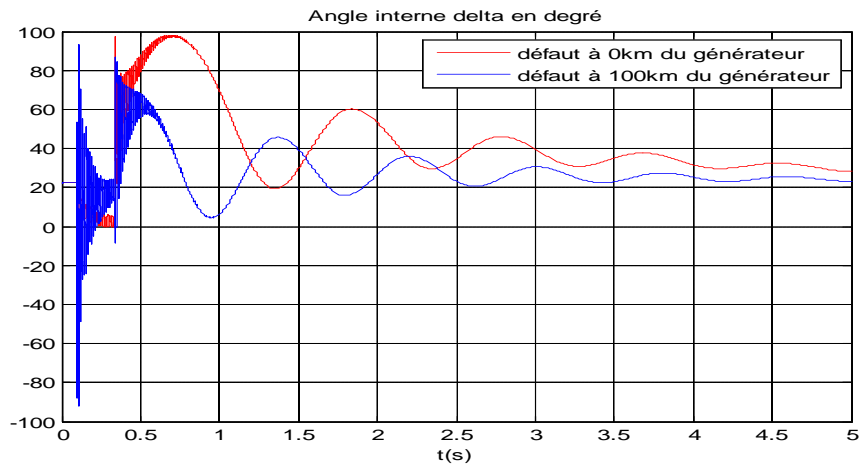


Figure I.16 : Comportement de l'angle de charge

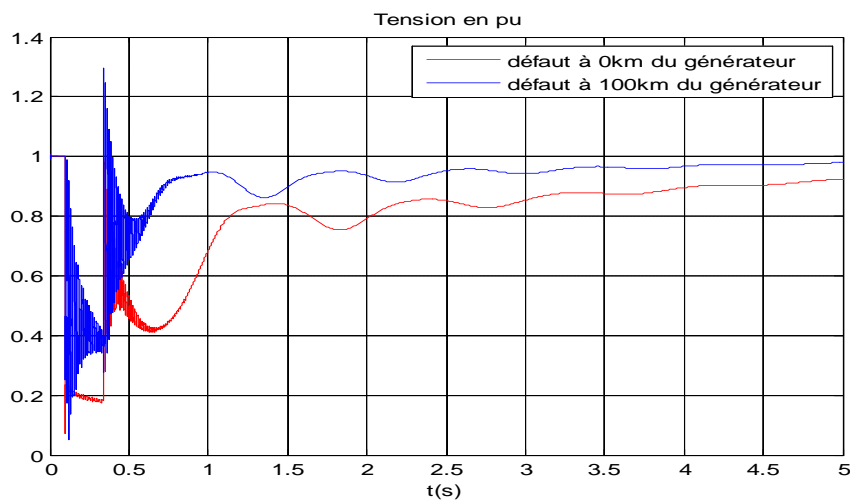


Figure I.17 : Comportement de la tension

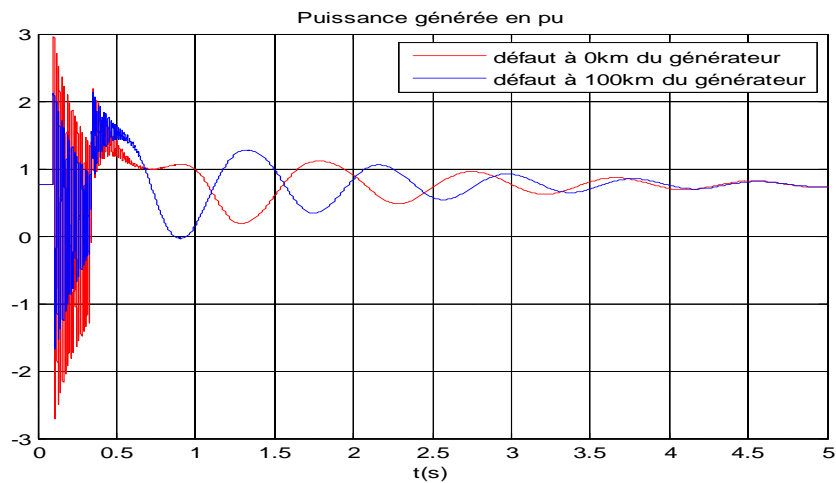


Figure I.18 : Comportement de la puissance électrique.

Ces résultats montrent que l'impact du défaut est d'autant plus grand que le défaut est proche de la machine.

### I.6.3.3 Impact de la durée du défaut

Nous avons précédemment vu que le défaut le plus contraignant est un défaut triphasé proche de la machine. La durée 200ms retenue pour nos simulations a montré que le système retrouve son équilibre après un régime transitoire qui voit ses caractéristiques osciller pour finalement se stabiliser comme le montre les figures I.15 à I.18. Les figures I.21 à I.24 à montrent les résultats obtenus pour cette durée qui confirment les résultats précédents

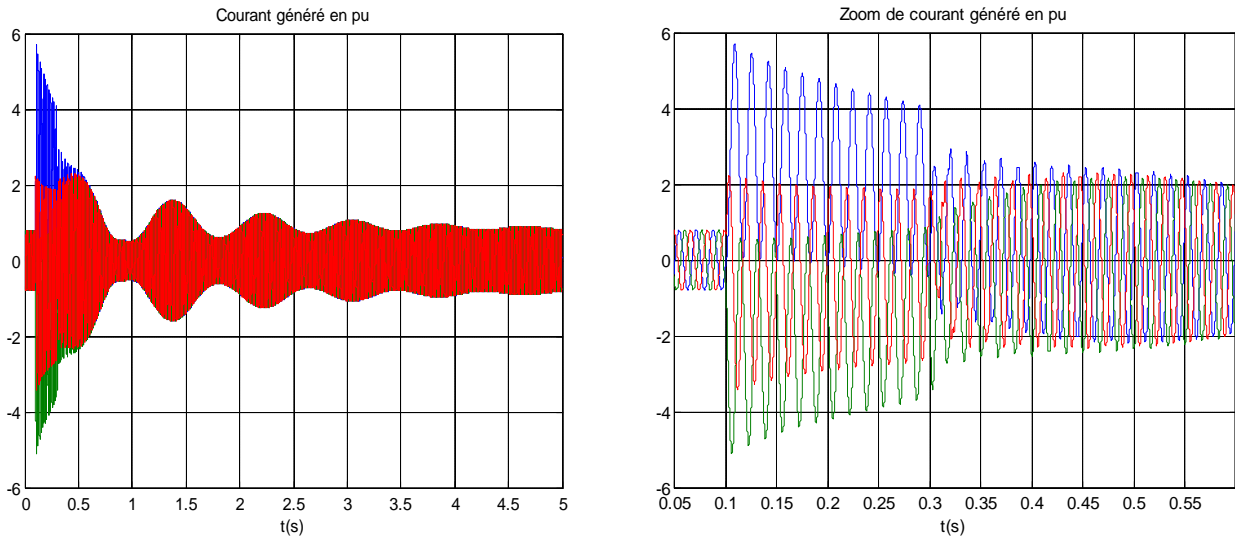


Figure I.19 : Comportement du courant généré.

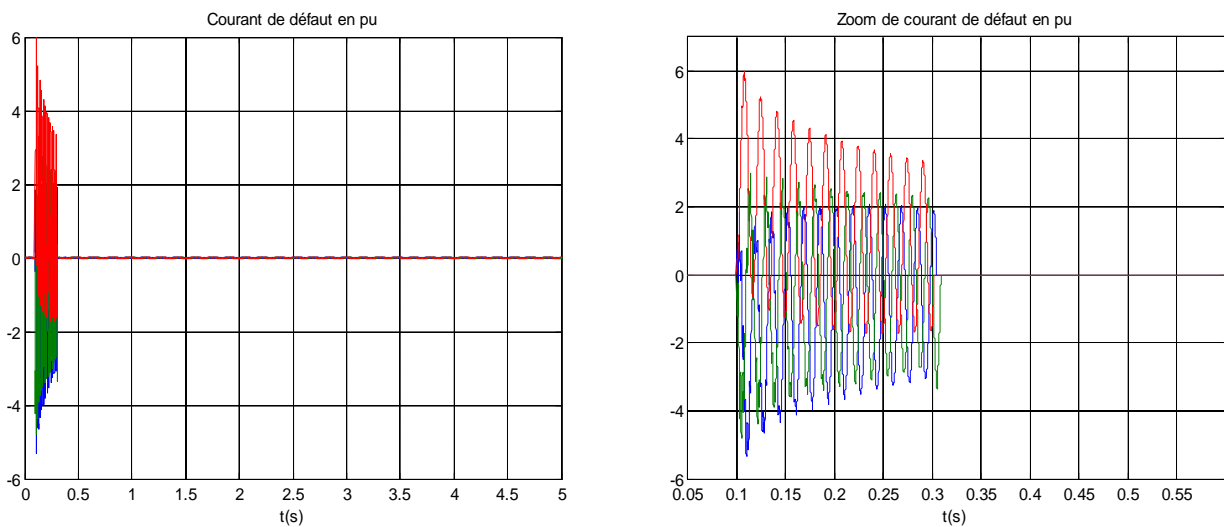


Figure I.20 : Comportement du courant de défaut.

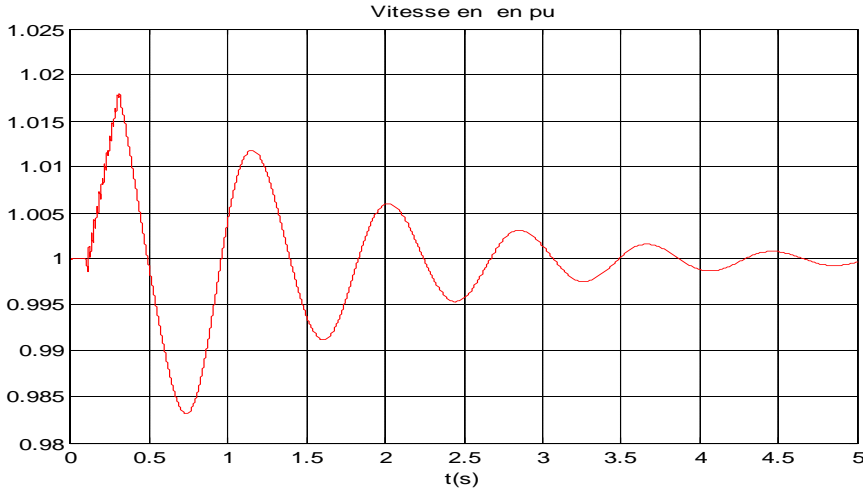


Figure I.21 : Comportement de la vitesse

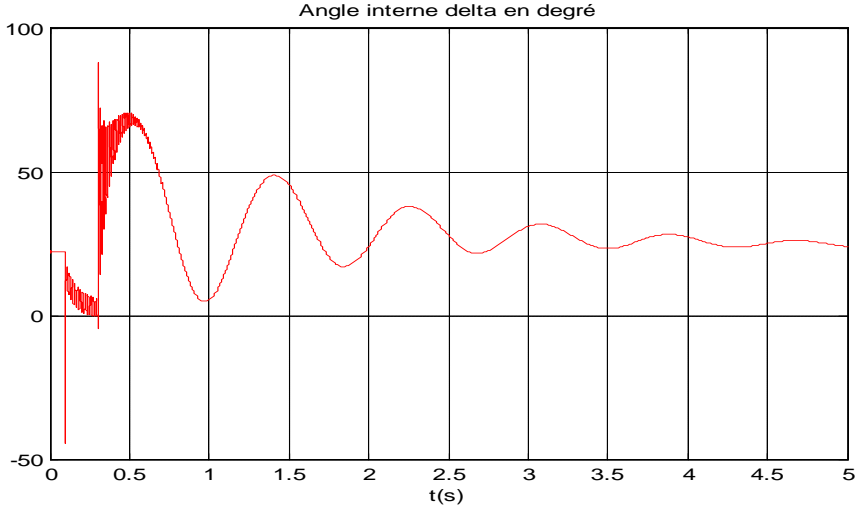


Figure I.22 : Comportement de l'angle de charge

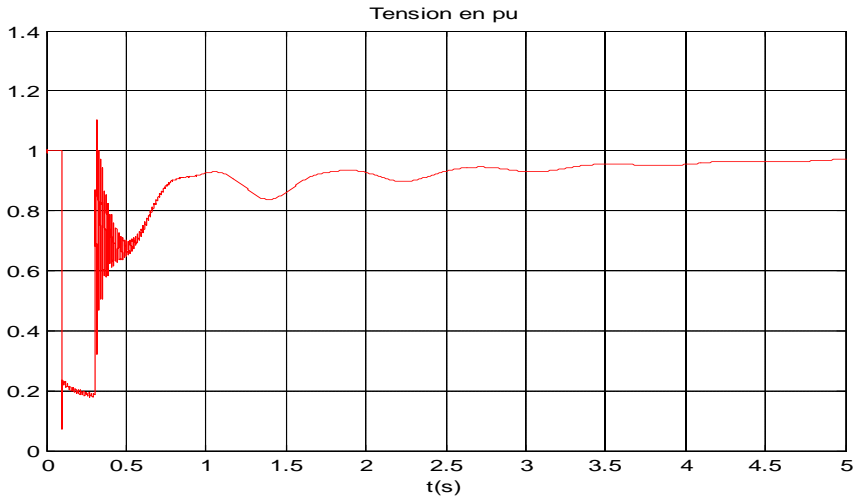


Figure I.23 : Comportement de la tension

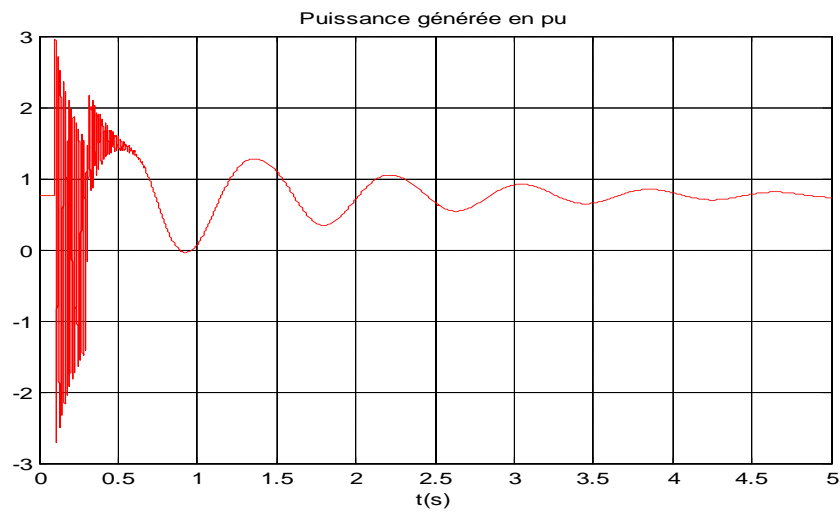


Figure I.24: Comportement de la puissance électrique.

Après avoir testé plusieurs durées de défaut afin de déterminer le temps pour lequel le système perd sa stabilité, la durée de défaut 239ms est celle pour laquelle le système perd sa stabilité comme l'indiquent les résultats des figures I.14 à I.30

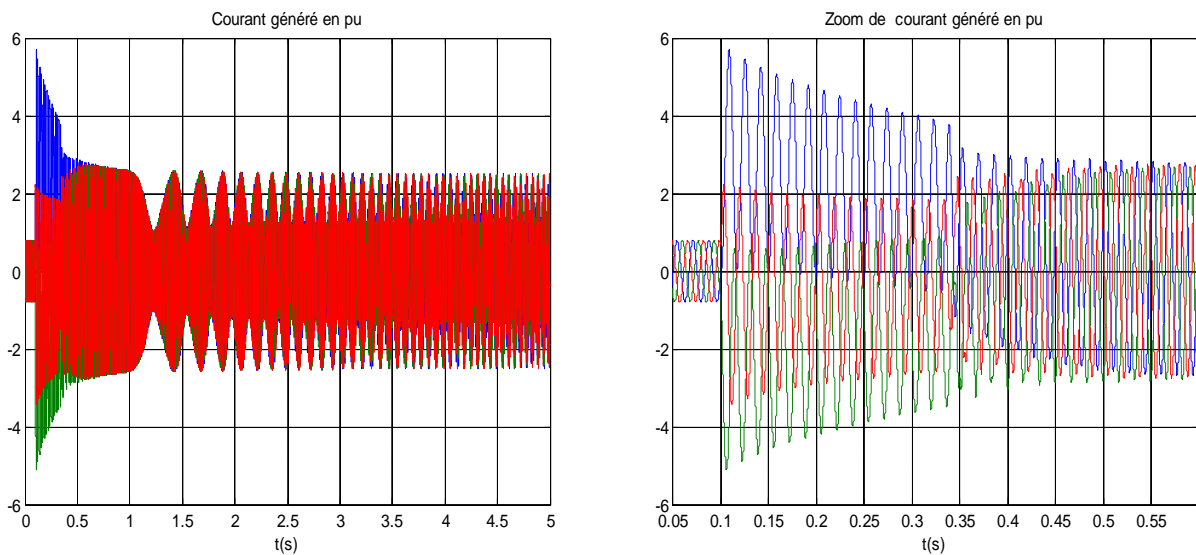


Figure I.25 : Comportement du courant généré.

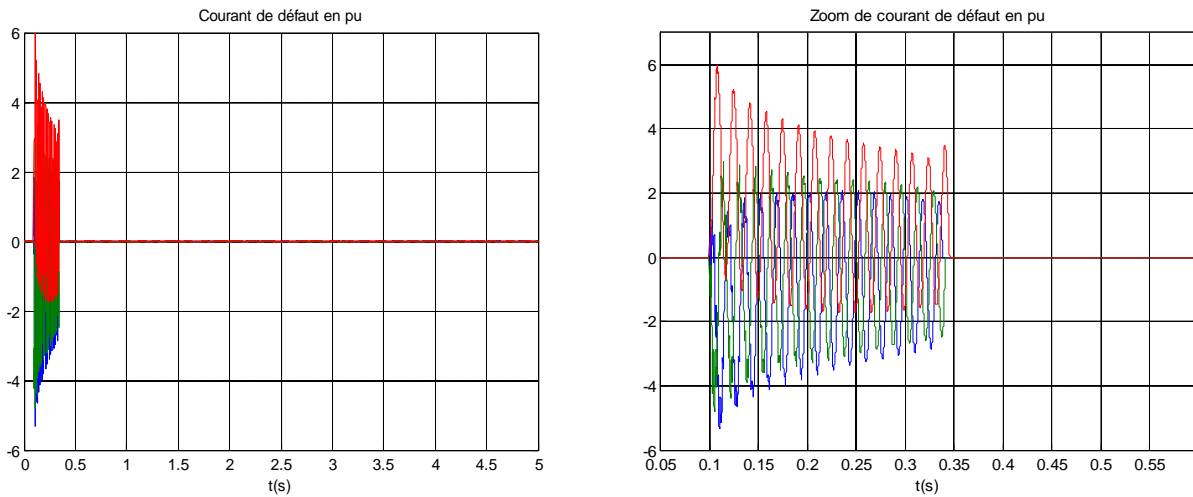


Figure I.26 : Comportement du courant de défaut.

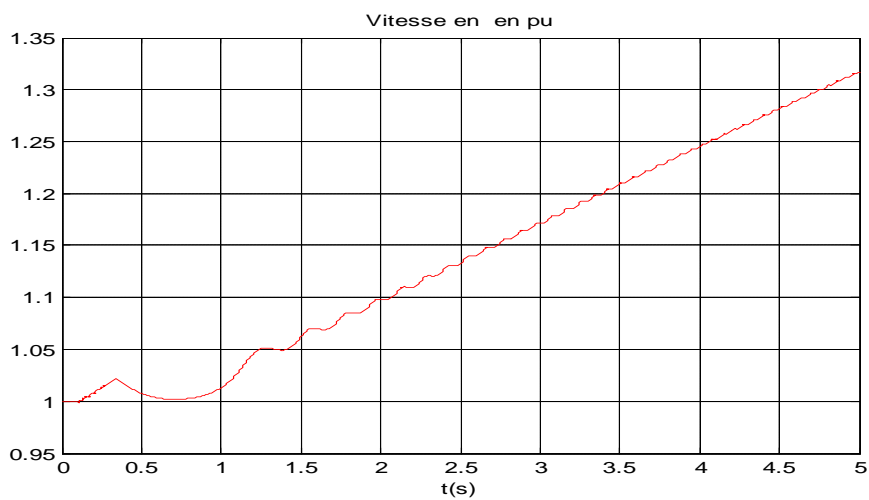


Figure I.27 : Comportement de la vitesse

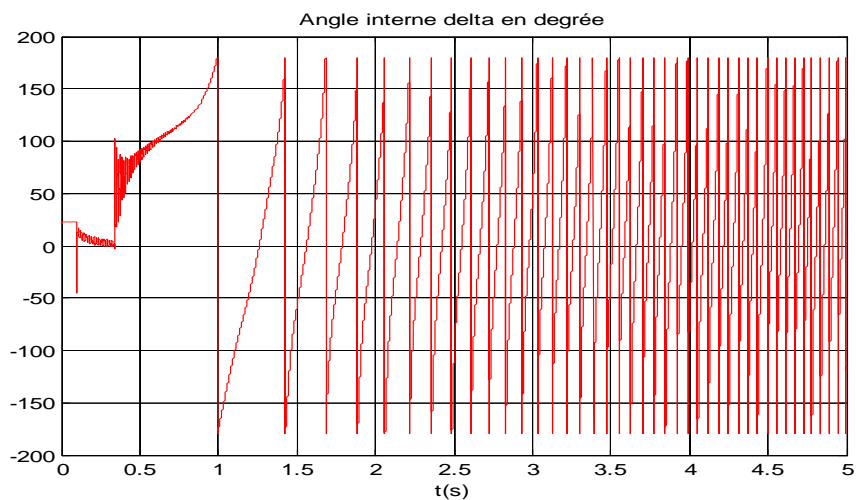


Figure I.28 : Comportement de l'angle de charge

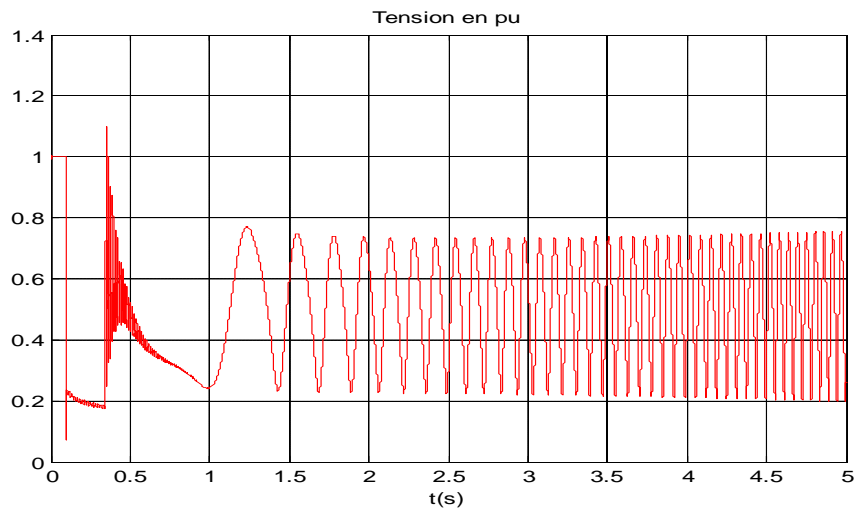


Figure I.29: Comportement de la tension

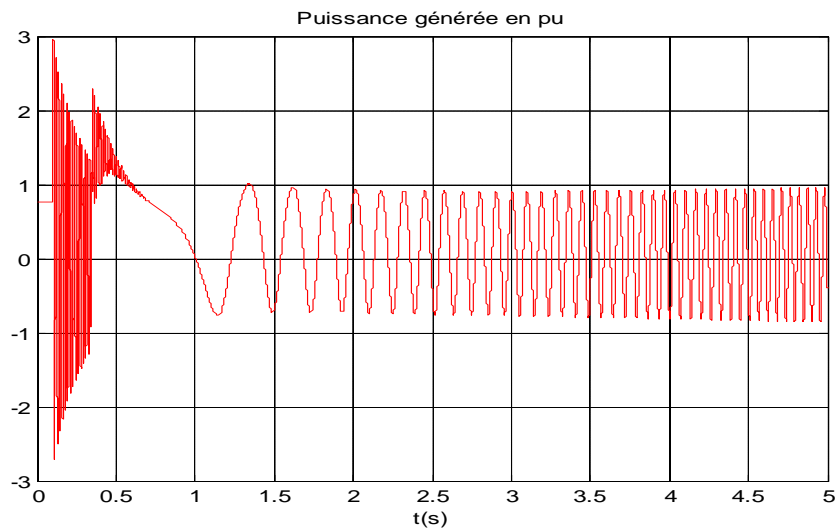


Figure I.30: Comportement de la puissance électrique.

## I.6.4 Etude du système régulé

### I.6.4.1 Etude du système régulé en tension

Le régulateur de tension AVR (Automatic Voltage Regulator) a une influence directe sur la tension qui se répercute sur la puissance électrique développée par la machine. Au niveau des groupes de production, un régulateur primaire de tension agit sur la tension d'excitation commandant le courant rotor de la machine de façon à asservir la tension stator à une valeur de consigne fixée a priori. Dans le cas de forte perturbation, l'AVR peut améliorer la stabilité transitoire. Juste après l'apparition d'un défaut et avant son élimination, l'AVR peut empêcher la perte du synchronisme. Ceci peut être expliqué comme suit [2, 5, 7, 12, 13, 14].

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. Cependant le courant d'excitation ne peut pas changer immédiatement à cause des constantes de temps du régulateur, de l'excitation et du gain du régulateur comme l'indique la figure I.31

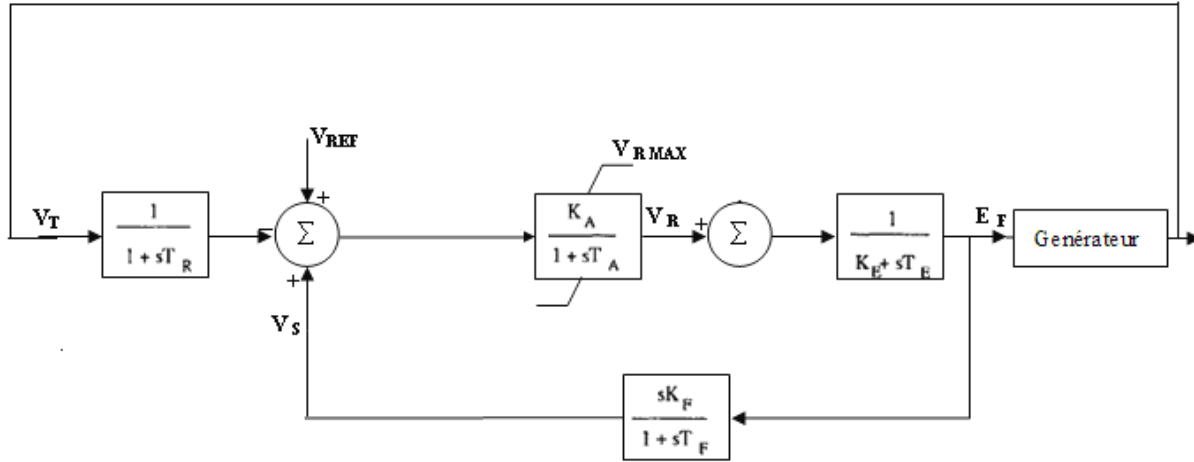


Figure I.31 : Régulateur de tension (AVR) de type IEEE .

Les équations différentielles reliant les variables d'entrée et de sortie sont :

$$\frac{dV_R}{dt} = -\frac{1}{T_{Ai}} (V_R + k_A (V_S + V_T - V_{REF})) \quad (I.9)$$

$$\frac{dV_S}{dt} = \frac{k_F}{T_F T_E} V_R - \frac{k_F k_{Ei}}{T_F T_E} E_F - \frac{1}{T_F} V_S \quad (I.10)$$

$$\frac{dE_F}{dt} = \frac{V_R}{T_E} - \frac{k_E}{T_E} E_F \quad (I.11)$$

Les données du régulateur de tension sont :

$T_R=20\text{ms}$ ,  $K_A=25$ ,  $T_A=0.1\text{ms}$ ,  $K_F=0.001$ ,  $T_F=0.1\text{s}$ ,  $K_E=1$ ,  $T_E=0\text{ s}$ .

Nous avons vu que pour un court-circuit dont la durée vaut 239ms, le système sans régulateur est instable. Les résultats donnés par les figures I.32 à I.35 montrent l'effet du régulateur de tension (courbes en bleu) sur le réseau.



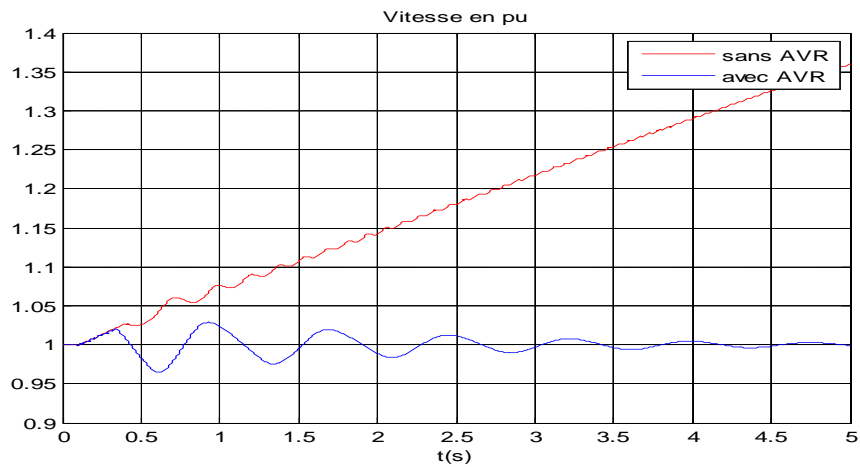


Figure I.32 : Comportement de la vitesse

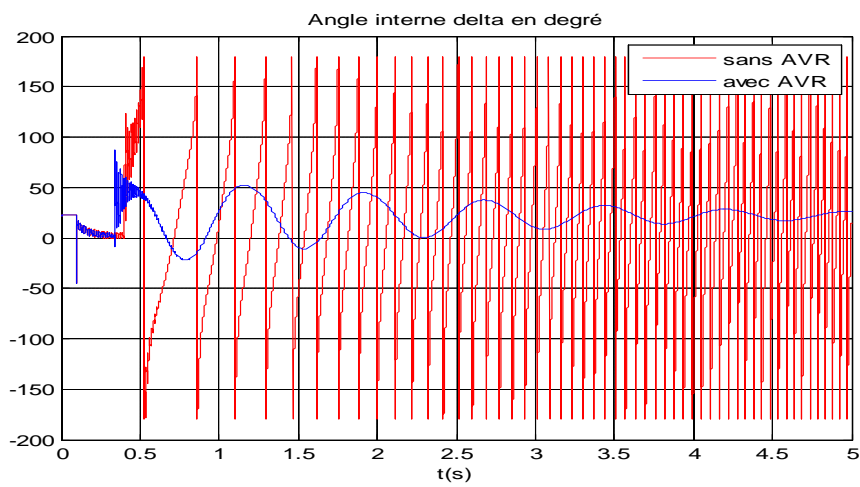


Figure I.33 : Comportement de l'angle de charge

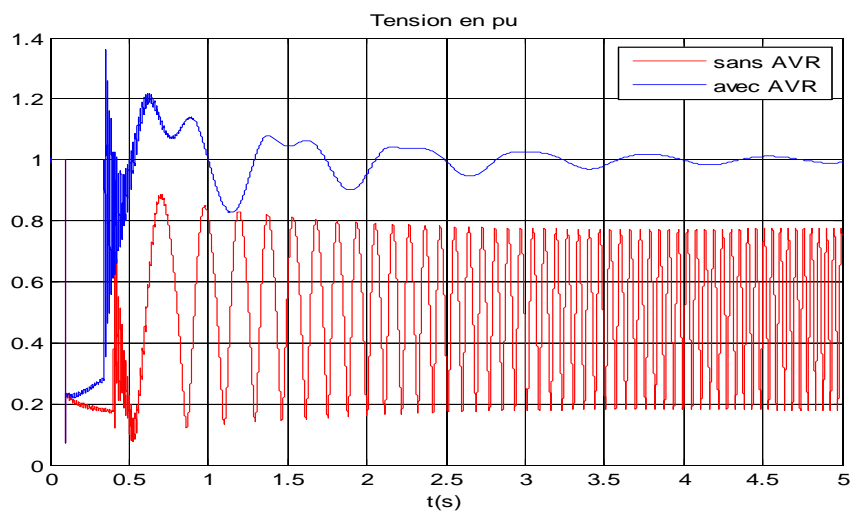


Figure I.34: Comportement de la tension

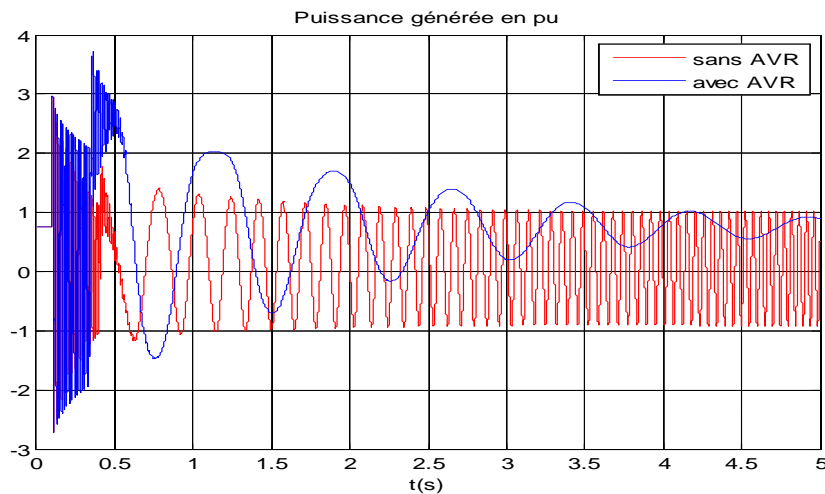


Figure I.35: Comportement de la puissance électrique.

On constate que le générateur retrouve sa stabilité

#### I.6.4.2 Etude du système régulé en tension et en vitesse

A la suite d'une perturbation, le régulateur de puissance des machines agit sur les organes d'admission du fluide moteur afin de rétablir l'équilibre entre les puissances. La réserve de puissance permet d'assurer la correction de l'écart entre la fréquence de référence liée à la pulsation synchrone  $\omega_s$  et la fréquence réelle liée à la pulsation rotorique  $\omega$ . La puissance mécanique développée par la turbine est essentiellement fonction de la position des soupapes d'admission du fluide, elle même sous le contrôle du régulateur de vitesse dont le schéma fonctionnel est celui de la figure I.36 ci-dessous [6, 7, 10, 14].

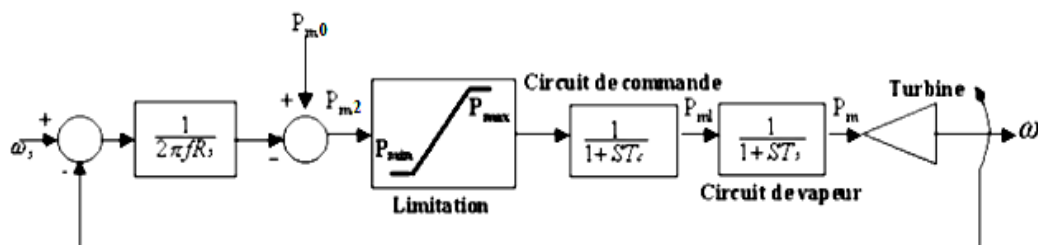


Figure I.36 : Schéma fonctionnel de la régulation de vitesse.

$R_s$  : désigne le statisme.

$P_{m0}$  : désigne la puissance mécanique d'entraînement à l'équilibre.

$T_c$  : est le temps de réponse du circuit de commande.

$T_s$  : est le temps de réponse du circuit vapeur.

Le schéma fonctionnel de la figure I.36 inclut une fonction de transfert décrivant le circuit de vapeur avec une constante du temps de réponse  $T_s$  et une fonction de transfert décrivant le circuit de commande avec une constante de temps  $T_c$ . Les équations différentielles reliant les variables d'entrée et de sortie de ces fonctions de transfert sont :

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_s}(P_{m1} - P_m) \quad (I.12)$$

$$\frac{dP_{m1}}{dt} = \frac{1}{T_c}(P_{m2} - P_{m1}) \quad (I.13)$$

$$P_{m2} = P_{m0} - \frac{\omega_s - \omega}{2\pi f R_s} \quad (I.14)$$

Les données du régulateur de puissance sont :

$R_s = -0.04$ ,  $P_{m0} = 0.76$  pu,  $T_c = 0.5$ s,  $T_R = 0.6$ s

Pour la même durée de défaut 239ms utilisé quand l'AVR agissait seul, on teste le système quand le régulateur de vitesse est introduit en renfort avec l'AVR.

Les comportements des caractéristiques de la machine indiquées par les figures I.36 à I.39 montrent une amélioration de la stabilité du système (courbes en bleu) quand la régulation de vitesse est introduite.

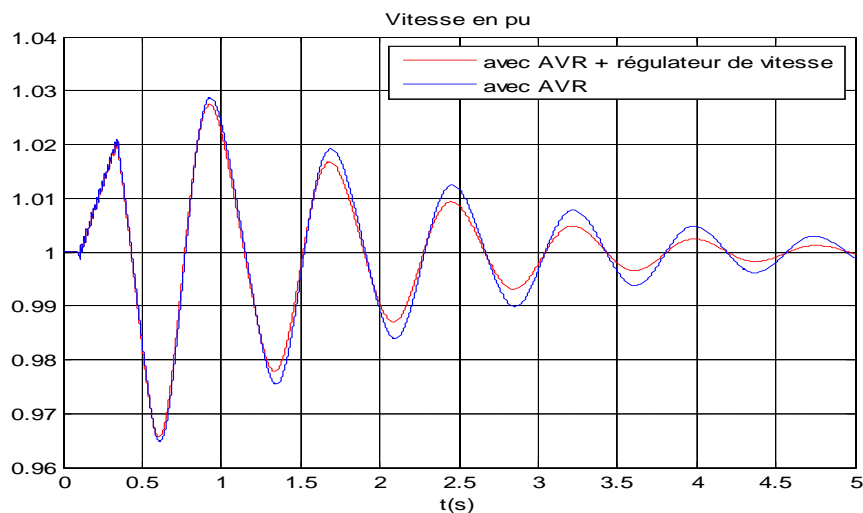


Figure I.36 : Comportement de la vitesse

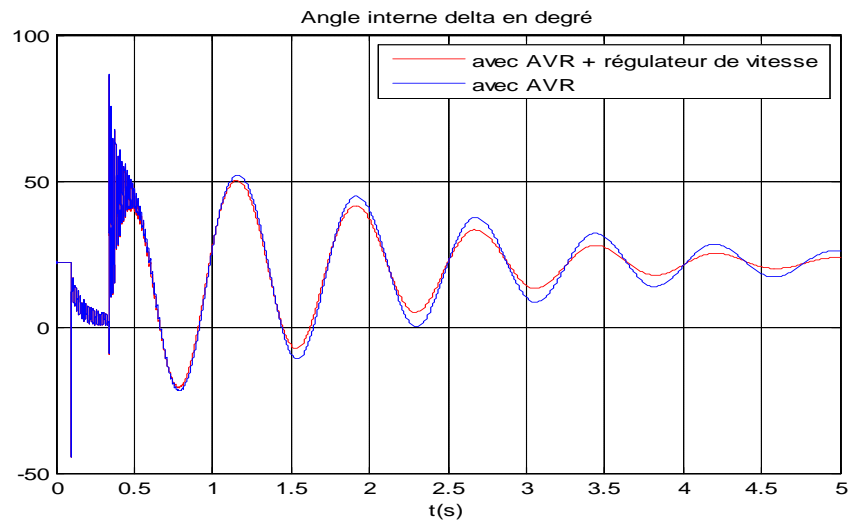


Figure I.37 : Comportement de l'angle de charge

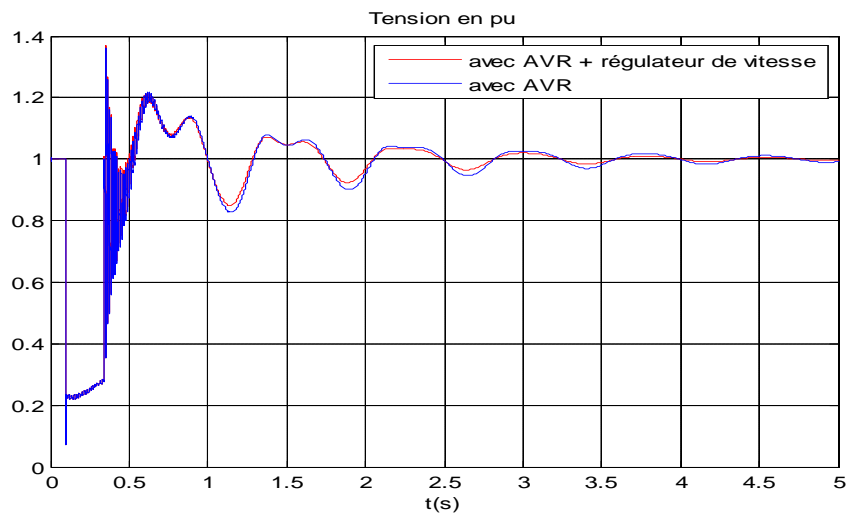


Figure I.38: Comportement de la tension

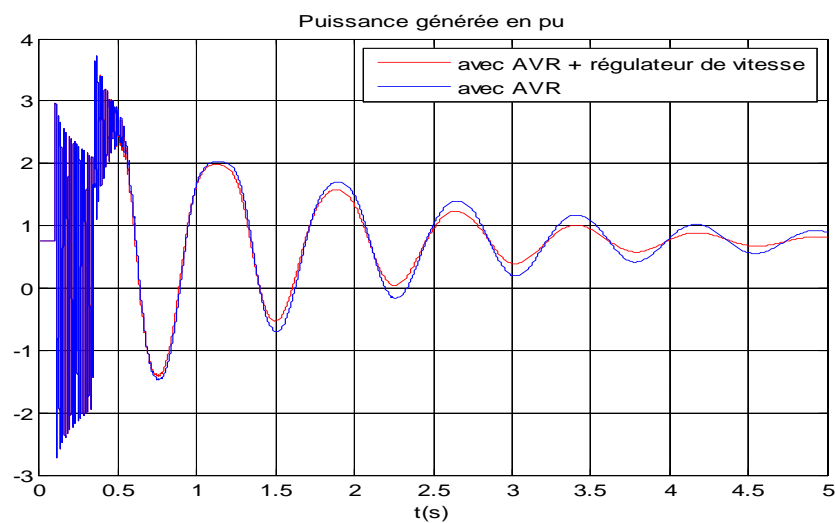


Figure I.39: Comportement de la puissance électrique.

### I.6.4.3 Etude du système régulé en tension et en vitesse et par stabilisateur de puissance

Un autre outil de stabilisation des réseaux existe, c'est le stabilisateur de puissance dit PSS (Power System Stabilizer). C'est un système simple, pratique et facile à installer.

Le stabilisateur de puissance PSS utilisé avec l'AVR et la régulation de vitesse permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor dans l'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur. Par conséquent, avec un système d'excitation rapide et fort, l'avantage présenté par un couple synchronisant important est toujours assuré et le problème de la décroissance du couple d'amortissement est corrigé. Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier.

Le type de PSS le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel et son schéma fonctionnel est donné par la figure I.40 ci-dessous [1, 5, 6,7, 14] :

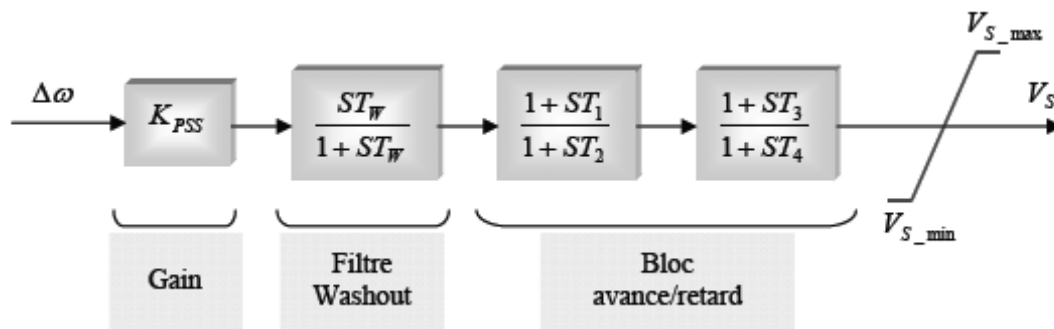


Figure I.40 : Modèle d'un PSS

Les différents étages du PSS et leurs fonctions sont indiqués ci-dessous

- un bloc amplificateur détermine la valeur de l'amortissement introduit par le PSS. Théoriquement, sa valeur ( $K_{PSS}$ ) doit correspondre à l'amortissement maximal.  $K_{PSS}$  varie généralement de 0.01 à 50.
- un filtre passe-haut "filtre washout" élimine les oscillations à très basse fréquence (inférieure à 0.2Hz) présentées dans le signal d'entrée. Il supprime également la composante continue de la vitesse (la composante "DC" correspondant au régime statique) : le PSS ne réagit donc que lorsqu'il y a des variations de vitesse. La constante de temps  $T_W$  de ce filtre doit être suffisamment grande pour permettre aux signaux dont la fréquence est située dans la bande utile d'être transmis sans atténuation. Mais, elle ne doit pas être trop grande pour éviter de mener à des

variations indésirables de tension de générateur pendant les conditions d'ilotage.  $T_w$  varie de 1 à 20s. Une amélioration remarquable sur la stabilité de la première oscillation est obtenue avec une valeur  $T_w$  fixée à 10s.

- Un filtre compensation de phase ou un filtre passe-bas permet d'atténuer la première fréquence de torsion, la fonction de transfert de chaque étage est une simple combinaison de pole-zéro, les constantes de temps d'avance ( $T_1, T_3$ ) et de retard ( $T_2, T_4$ ) étant réglables. La gamme de chaque constante de temps s'étend généralement de 0.01 à 6s. Mais pour des considérations de réalisation physique, les constantes de temps de retard ( $T_2, T_4$ ) sont considérées fixes et généralement autour de la valeur de 0.05s.
- Un limiteur permet de réduire l'influence indésirable du PSS durant les phases transitoires. En effet, celui-ci est conçu pour améliorer l'amortissement du système en cas de petites variations autour d'un point d'équilibre. Son objectif n'est pas de restaurer la stabilité du système aux perturbations sévères (la stabilité transitoire). Il a donc parfois tendance à perturber le bon fonctionnement du régulateur de tension en le saturant lorsque ce dernier essaye de maintenir la tension lors de conditions transitoires. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de  $\pm 0.02$  à 0.1 pu

Les caractéristiques du PSS utilisées sont :

$K_{PSS}=50, T_w=10s, T_1=0.1s, T_2=0.05s, T_3=0.1s, T_4=0.05s, V_{smin}=-0.1pu, V_{smax}=0.1pu.$

Les résultats obtenus avec la PSS (courbes en vert) sur les figures I.41 à I.44 montrent l'efficacité d'un tel dispositif quand il est ajouté aux régulateurs conventionnels de tension et de vitesse.

Le système retrouve sa stabilité au bout de 3s alors que sans PSS ce temps est supérieur à 5s.

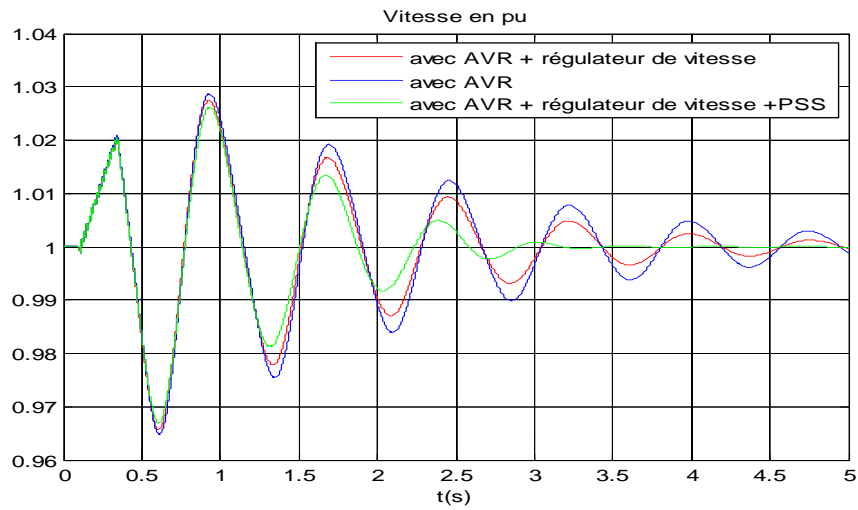


Figure I.41 : Comportement de la vitesse

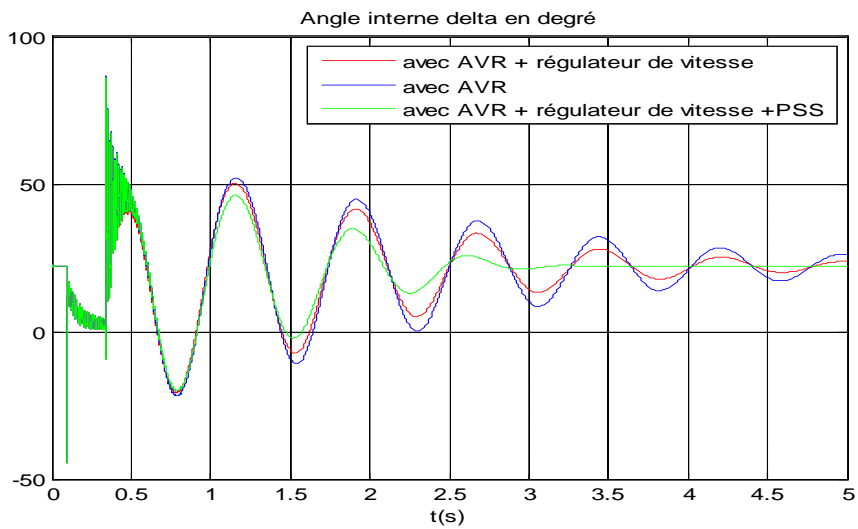


Figure I.42 : Comportement de l'angle de charge

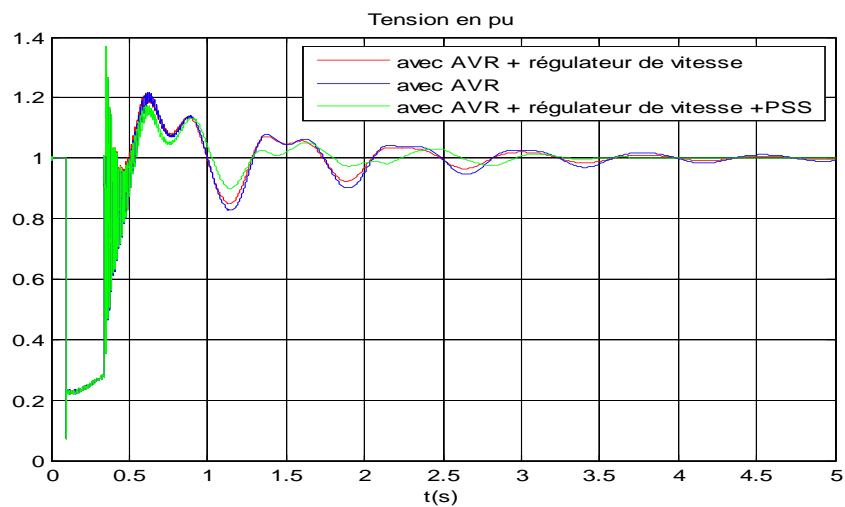


Figure I.43: Comportement de la tension

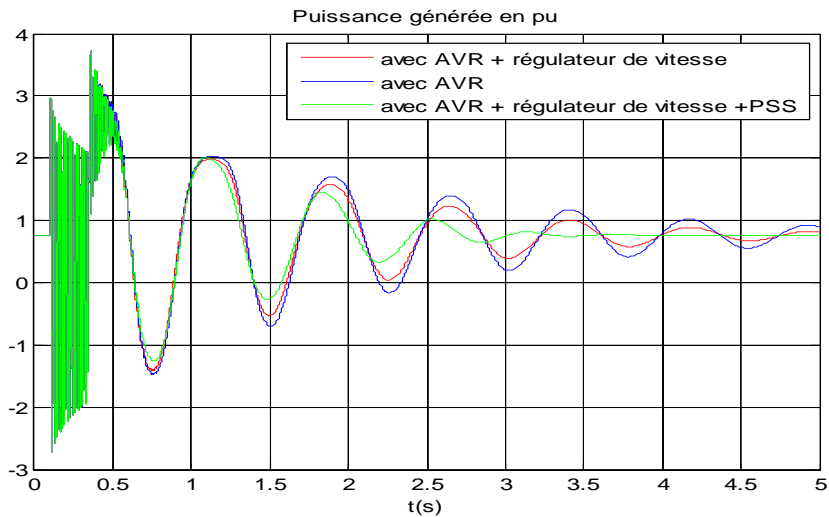


Figure I.44: Comportement de la puissance électrique.

## I.7 Conclusion

Nous avons présenté dans cette partie, les notions de stabilité de réseau. Nous avons étudié le réseau en régime permanent et en régime perturbé. Moyennant un choix judicieux des paramètres de régulation conventionnels, on a pu montrer que le système peut être stabilisé dans des conditions de défaut assez contraignantes.

Nous avons également évalué les performances d'un dispositif de régulation : le PSS, et ce en vue de l'installation des dispositifs FACTS à étudier et à comparer avec les dispositifs conventionnels.



## II.1 Introduction

L'UPFC étant une combinaison hybride de compensateur shunt et série : STATCOM et SSSC, nous décrivons et donnons dans ce chapitre le principe de fonctionnement de ces deux dispositifs avant d'examiner en détail le dispositif lui-même. Auparavant, on donnera un aperçu général sur les dispositifs FACTS.

## II.2 Généralités sur les FACTS

Selon Institute of Electrical and Electronic Engineers (*IEEE*), les FACTS sont des systèmes à courant alternatif incorporant des éléments d'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques pour l'amélioration de la contrôlabilité et la capacité du transit de la puissance [1].

### II.2.1 Types de FACTS

Les FACTS peuvent être regroupés en quatre types [1, 15, 16, 17, 18, 19]. Nous donnons des structures de quelques uns d'entre eux ci-dessous.

a) FACTS série : TCSC, TSSC, SSSC.

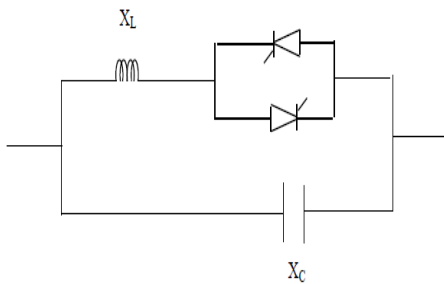


Figure II.1 : Structure du TCSC

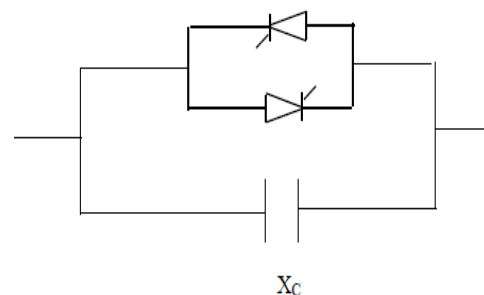


Figure II.2 : Structure du TSSC

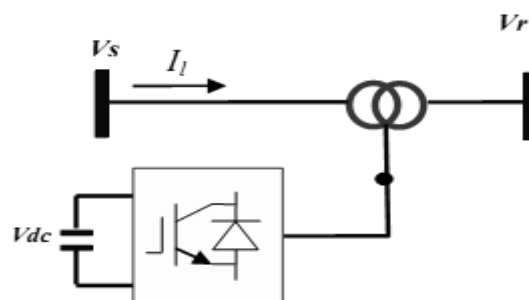


Figure II.3 : Structure du SSSC

b) FACTS shunt: SVC, STATCOM.

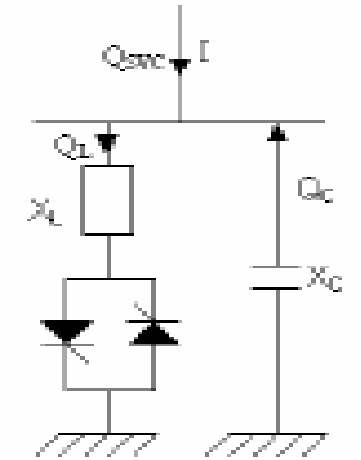


Figure II.4 : Structure du SVC

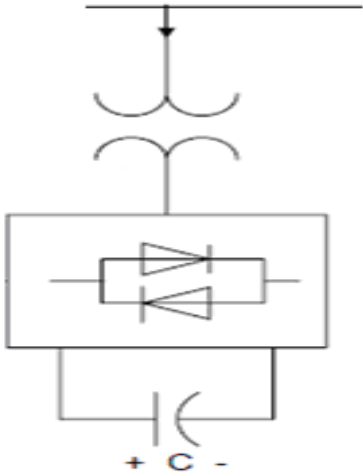


Figure II.5 : Structure du STATCOM

c) FACTS Combiné série- série : IPFC

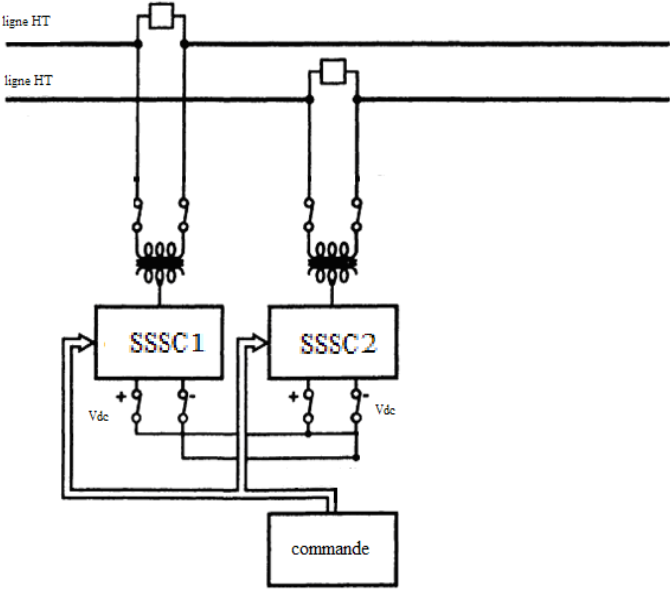


Figure II.6 : Structure de l'IPFC

d) FACTS Combiné série-shunt : UPFC

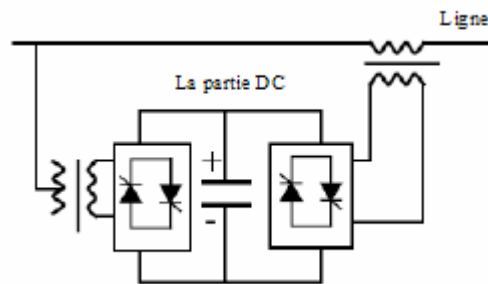


Figure II.7 : Structure de l'UPFC

## II .2.2 Principales réalisations dans le monde

Ces deux dernières décennies, plusieurs travaux ont montré l'efficacité de l'utilisation des FACTS. Il existe de nombreux exemples réussis d'installation [20].

- En 1992, une capacité série Avancée (ASC) incluant un TCSC avec une capacité série conventionnelle a été installé au poste 230kV de Kayenta de la compagnie Western Area Power Administration au nord de l'Arizona (USA). Cet ASC est employé pour augmenter l'efficacité de la capacité d'une ligne de transport 230 kV. Ce dispositif consiste en deux bancs de capacités série de  $55\Omega$  (165 MVAR et 1000A). Les résultats de ce projet ont montré que l'ASC est un moyen fiable de l'utilisation des capacités de transport existantes, tout en maintenant la sécurité du système.
- En 1993, un TCSC a été installé au poste 500kV de Slatt par la compagnie Bonneville Power Administration dans l'Oregon (USA). L'emplacement du TCSC a été choisi pour l'exposer à de sévères conditions d'exploitation. La réactance maximale est de  $24\Omega$  et la valeur nominale triphasée de compensation est de 202MVAR. Les résultats de ce projet ont montré que TCSC est non seulement un moyen efficace de contrôle de l'impédance et de courant, mais aussi un puissant moyen d'accroître la stabilité du réseau.
- En 1995, un STATCOM a été installé au poste de transformation Sullivan de l'entreprise Tennessee Valley Authority (USA) pour compenser la ligne de transport. Ce STATCOM est utilisé pour réguler la tension au noeud qui est de 161kV durant la

journée de telle sorte que le régulateur en charge sera moins utilisé. Sa capacité nominale est de  $\pm 100\text{MVAR}$ .

- En 1998, un UPFC, le premier au monde a été mis en service au poste Inez de l'American Electric Power à Kentucky (USA) pour le maintien de la tension et le contrôle de l'écoulement de puissance. Il a été dimensionné de telle sorte à fournir une rapide compensation réactive shunt avec un rang de  $320\text{MVAR}$ , et pour le contrôle de l'écoulement de puissance dans la ligne  $138\text{kV}$ . L'application a montré que l'UPFC possède une remarquable capacité en matière de contrôle du flux d'énergie active et réactive dans la ligne, ainsi que la régulation de la tension au nœud. De plus, il a une structure souple pour être reconfiguré afin d'offrir une compensation shunt et série indépendante, ou alors pour une compensation uniquement shunt, ou uniquement série.

### II.2.3 Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques

Les bénéfices apportés par les FACTS concernent entre autres l'optimisation de l'écoulement de puissances aussi bien active que réactive dans de bonnes conditions de sécurité ainsi que l'amélioration de la stabilité des réseaux.

Les possibilités de contrôle des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques sont résumées dans la figure II.8 ci-dessous montrant un diagramme schématisé de deux réseaux électriques connectés par une ligne de transmission en courant alternatif. L'équation de la figure définit la puissance active transmise entre deux systèmes de tensions  $V_1$  et  $V_2$ .  $X$  représente la réactance série de la ligne.

Il est clair que les trois paramètres tension, réactance, et différence d'angle de phase influencent la puissance transmise entre les deux systèmes. Comme il est illustré dans la figure II.8, chaque dispositif FACTS peut influencer un des trois paramètres. Par conséquent, le contrôle de l'écoulement de puissance.

Tous les problèmes techniques, tels que le contrôle de l'écoulement de puissance, la stabilité transitoire, la stabilité de tension et les oscillations de puissance peuvent être résolus totalement ou partiellement par l'utilisation des dispositifs FACTS. Les capacités de ces dispositifs sont résumées dans le tableau II.1 [20].

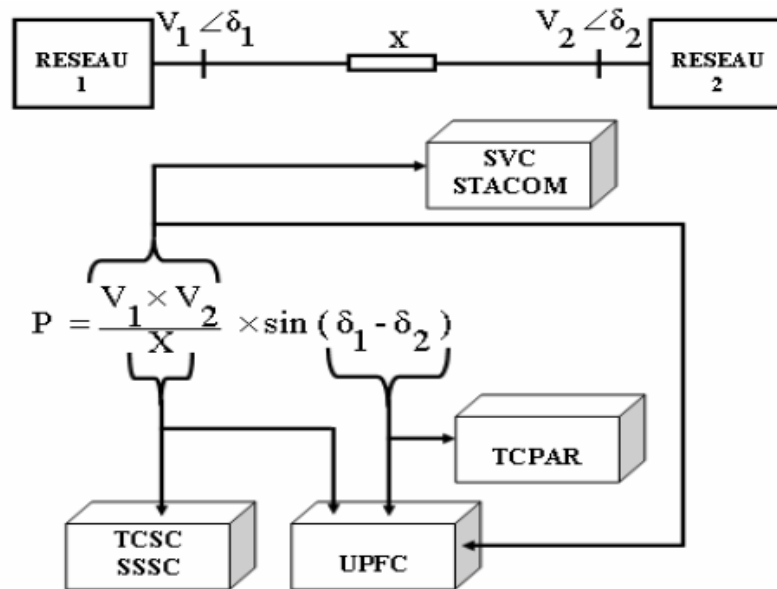


Figure II.8 : Diagramme schématique pour l'application des FACTS dans les réseaux électriques

	Écoulement de puissance	contrôle de la tension	stabilité transitoire	amortissement d'oscillations de puissance
SVC STATCOM	+	++	+	++
TCSC	++	+	+++	++
SSSC	+++	+	+++	++
TCPAR	+++	++	+	++
UPFC	+++	+++	+++	+++

Tableau. II.1 : Capacité des FACTS pour résoudre les problèmes techniques dans les réseaux électriques

L'UPFC est parmi tous les FACTS, le plus puissant et le plus polyvalent, du fait qu'il peut contrôler à la fois, l'impédance de la ligne, le module et l'angle de la tension. C'est ce dispositif qui fera l'objet de notre étude. C'est un dispositif qui combine une compensation shunt, le STATCOM, et une compensation série, le SSSC. Nous donnons ci-après la

description et le principe de fonctionnement de chacun de ces deux dispositifs avant d'étudier en détail l'UPFC.

### II.3 Description et principe de fonctionnement du STATCOM

Le STATCOM (Static Synchronous Compensator) est un convertisseur statique à source de tension connecté en parallèle avec un réseau alternatif par le biais d'un transformateur abaisseur. La figure II.9 montre le schéma de principe du STATCOM [21].

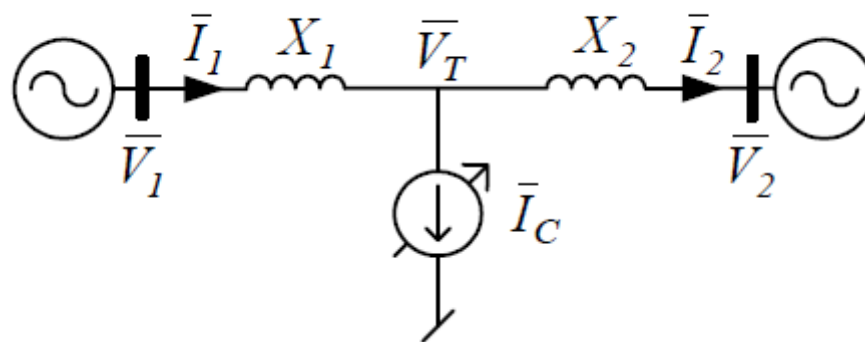


Figure II.9 : Réseau à deux nœuds avec STATCOM

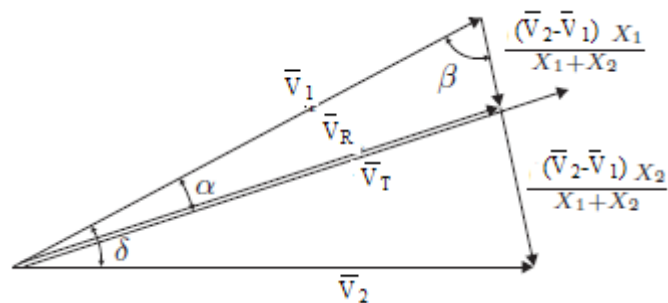


Figure II.10 : Diagramme vectoriel des tensions

Son rôle est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau qui se fait indirectement par le contrôle de tensions de sortie du convertisseur de façon à ce que ces tensions soient en phase avec celles du réseau. Donc il peut fournir de la puissance réactive, c'est le comportement capacitif comme il peut consommer de la puissance réactive, c'est le comportement inductif.

Le grand avantage du compensateur statique synchrone est son temps de réponse puisqu'il utilise des semi-conducteurs de puissances très performants. Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreuses harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème, des compensateurs multi-niveaux à commande MLI (Modulation de largeur d'impulsion) ou encore installer des filtres [2].

De la figure II.9 on peut écrire les équations suivantes :

$$\bar{V}_T = \bar{V}_1 - j\bar{I}_1 X_1 \quad (\text{II.1})$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_1 - \bar{I}_c = \frac{\bar{V}_T - \bar{V}_2}{jX_2} \quad (\text{II.2})$$

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{j(X_1 + X_2)} + \bar{I}_c \frac{X_2}{X_1 + X_2} \quad (\text{II.3})$$

La puissance débitée par la source est telle que :

$$S_s = V_1 I_1^* = P_s + jQ_s \quad (\text{II.4})$$

d'où les expressions (II.5) et (II.6) ci-dessous donnent la puissance active et réactive débitées par la source :

$$P_s = \frac{V_1 V_2}{(X_1 + X_2)} \sin(\delta) \left( 1 + \frac{I_c}{V_R} \frac{X_1 X_2}{(X_1 + X_2)} \right) \quad (\text{II.5})$$

$$Q_s = \frac{V_1^2}{(X_1 + X_2)} - \frac{V_1 V_2}{(X_1 + X_2)} \cos(\delta) + \frac{I_c}{V_R} \left( -V_1^2 - \frac{V_1^2}{(X_1 + X_2)} \frac{V_1 V_2}{(X_1 + X_2)} \cos(\delta) \right) \frac{X_2}{(X_1 + X_2)} \quad (\text{II.6})$$

avec :

$$V_R = \sqrt{V_1^2 X_2^2 + V_2^2 X_1^2 - 2V_1 V_2 X_1 X_2 \cos(\delta)} / (X_1 + X_2)$$

Le STATCOM est une source indépendante qui débite un certain courant dont dépend l'expression de la puissance. Donc on peut varier la puissance suivant le courant débité par ce

dispositif. La figure II.11 montre la variation de la puissance active débitée en fonction du courant du STATCOM.

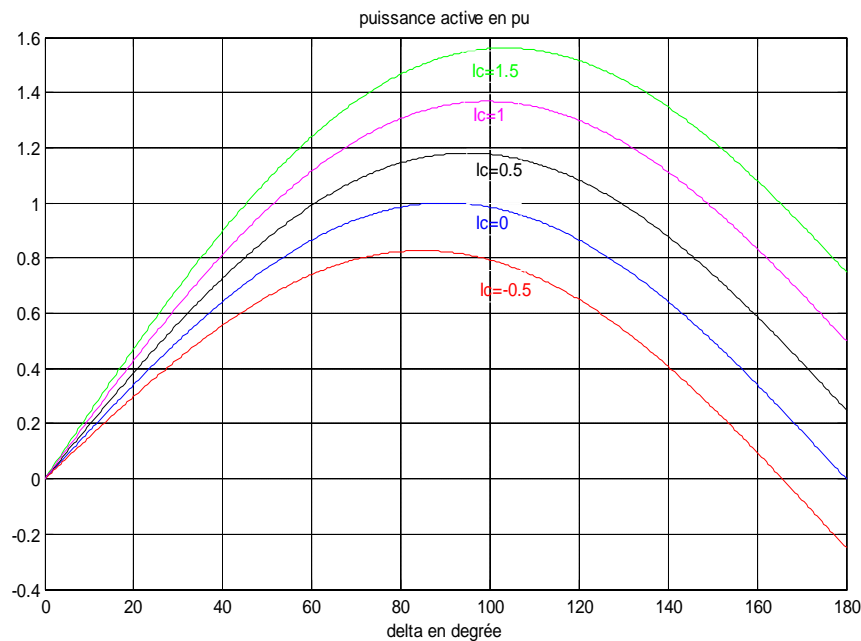


Figure II.11 : Caractéristiques de la puissance échangée

#### II.4 Description et principe de fonctionnement du SSSC

Le SSSC (Static Synchronous Serie Compensator) est le plus important dispositif dans la famille de la compensation série. Il est constitué d'un convertisseur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur. Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne.

L'idée de base vient d'une mise en série d'une capacité dans la ligne. Pour des lignes assez longues, la transmission de puissance est limitée par la réactance de la ligne, la chute de tension inductive devient très importante. Le condensateur d'une forte capacité joue le rôle d'une source de tension afin de compenser et de corriger la tension de la ligne. Mais cette méthode n'est pas suffisante pour résoudre les problèmes des transits de puissances dans les réseaux électriques [2]. Le fait d'insérer une capacité dans une ligne change la caractéristique



physique de celles-ci, la réactance effective de la ligne est modifiée comme le montre la figure II.12 ci-dessous.

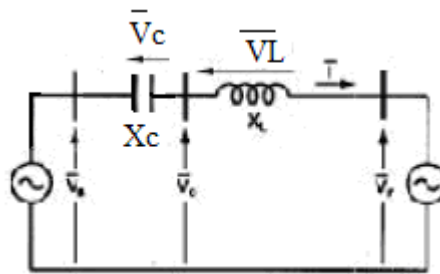


Figure II.12 : Compensation série par condensateur

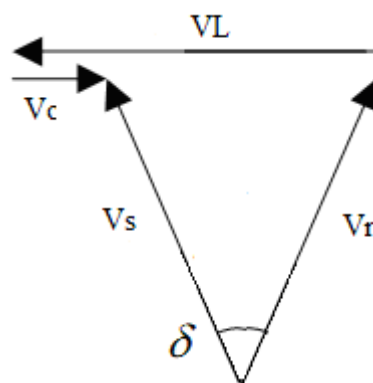


Figure II.13 : Diagramme vectoriel des tensions

En prenant  $V_s = V_r = V$ , on aura les expressions des puissances active et réactive suivantes :

$$P = \frac{V^2}{X_L - X_c} \sin \delta \quad (\text{II.7})$$

$$Q = \frac{V^2}{X_L - X_c} (1 - \cos \delta) \quad (\text{II.8})$$

La figure II.14 montre les courbes de puissances actives en fonction de l'angle de transport  $\delta$ . La variation de la réactance du condensateur permet de varier la puissance transmise.

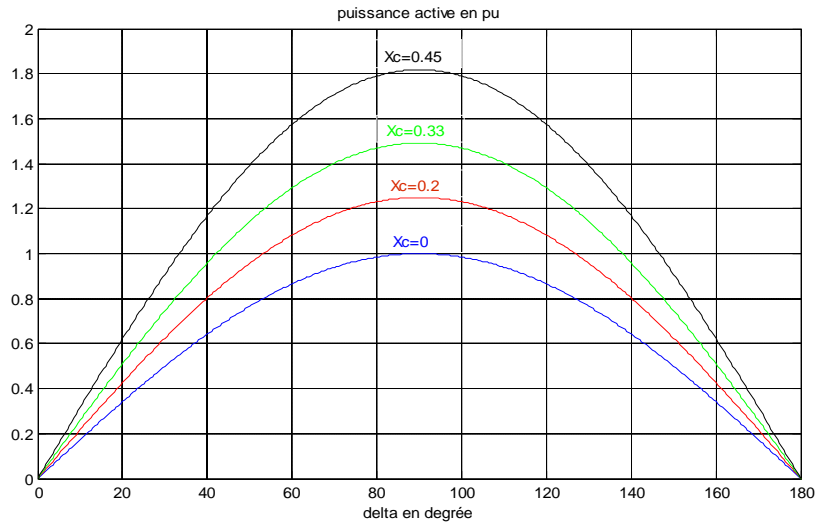


Figure II.14 : Caractéristiques de la puissance échangée avec capacité variable

Pour améliorer la capacité de transit de puissance dans la ligne, la capacité peut être remplacée par une source de tension synchrone  $V_c$ , d'amplitude et de phase variable comme la montre la figure II.15 ci-dessous.

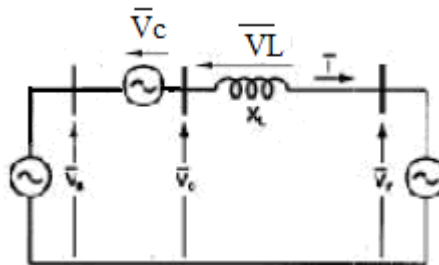


Figure II.15 : Compensation série par une source de tension synchrone

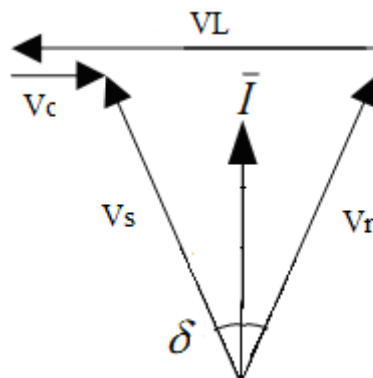


Figure II.16 : Diagramme vectoriel des tensions

En plus de la puissance générée par les alternateurs, la source de tension synchrone peut aussi débiter de la puissance qui va s'ajouter avec celles des alternateurs. Le courant à travers la ligne est tel que :

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_s - \bar{V}_r - \bar{V}_c}{jX_L} \quad (\text{II.9})$$

En prenant le courant comme origine des phases, on a les tensions du circuit telles que :

$$\bar{V}_s = V_s (\cos \varphi_s + j \sin \varphi_s)$$

$$\bar{V}_r = V_r (\cos \varphi_r - j \sin \varphi_r)$$

$$\bar{V}_c = V_c (\cos \varphi_c + j \sin \varphi_c)$$

Où

$$\varphi_s \angle (\bar{I}, \bar{V}_s)$$

$$\varphi_r \angle (\bar{I}, \bar{V}_r)$$

$$\varphi_c \angle (\bar{I}, \bar{V}_c)$$

La puissance transmise par la source est telle que :

$$\bar{S}_s = \bar{V}_s \bar{I}^* = P_s + jQ_s \quad (\text{II.10})$$

En se basant sur les deux relations (II.9) et (II.10), on obtient :

$$P_s = \frac{V^2}{X_L} \sin \delta + \frac{VV_c}{X_L} \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (\text{II.11})$$

$$Q_s = \frac{V^2}{X_L} \cos \delta - \frac{V^2}{X_L} - \frac{VV_c}{X_L} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (\text{II.12})$$

La figure II.17 illustre la variation de la puissance active pour différentes valeurs du module de la tension additionnelle  $V_c$

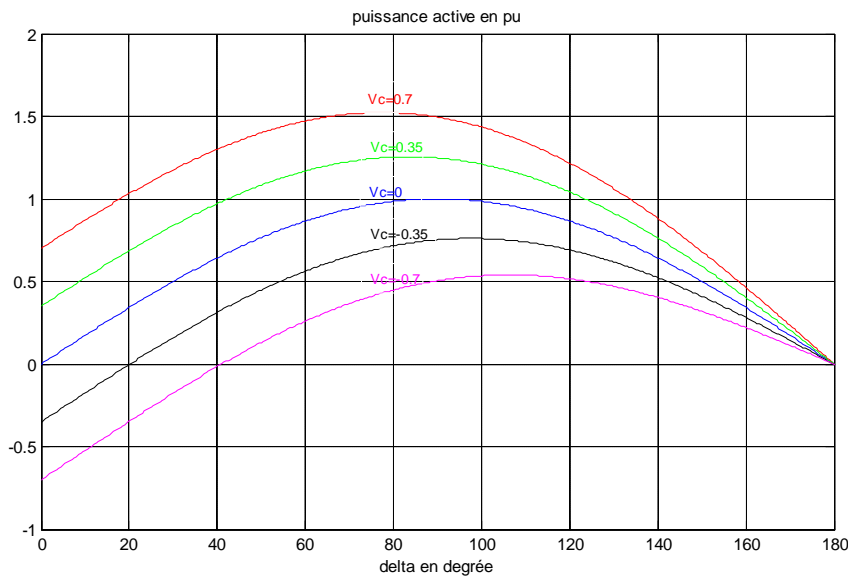


Figure II.17 : Caractéristiques de la puissance échangée pour différents valeur de  $V_c$

Mais pour l'utilisation d'un SSSC de ce genre, il est parfois nécessaire de recourir à une source externe pour alimenter le compensateur comme le montre la figure II.3.

## II.5 Structure de base d'un UPFC connecté à un réseau électrique triphasé

Le dispositif UPFC est constitué de deux convertisseurs de tension triphasée GTO interconnectés par un nœud à tension continue, l'un est monté en parallèle avec la ligne de transmission par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, et l'autre monté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés comme illustré sur la figure II.18-a. Le deuxième convertisseur accomplit la fonction principale de l'UPFC en injectant en série une tension alternative de même fréquence que celle du réseau avec une amplitude et un angle de phase réglable dans la ligne de transport à travers le transformateur série. La fonction fondamentale du convertisseur (1) est de fournir ou absorber de la puissance effective demandée par le convertisseur (2) à la liaison continue (DC) commune. Il peut aussi produire ou absorber de la puissance réactive selon la demande et assurer une compensation shunt indépendante de la ligne de transport. Ce dispositif est muni d'un système de filtrage [12, 19, 20, 22, 23,24].

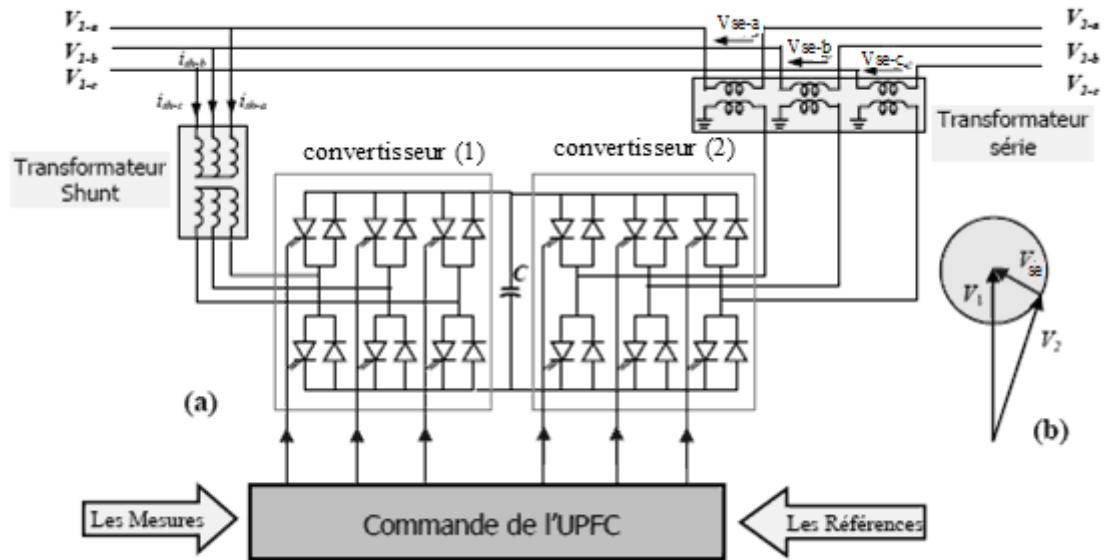


Figure II.18 : Structure de base d'un UPFC connecté au réseau électrique.

### II.5.1 Principe de fonctionnement de l'UPFC

Comme le montre le diagramme vectoriel représenté sur la figure II.18-b, en variant la tension additionnelle délivrée par le convertisseur série  $V_{se}$  en module, et en phase, il est possible de varier dans une certaine mesure la tension  $V_2$  en module, et en phase. Ainsi on peut modifier statiquement les puissances active et réactive transmises par la ligne.

Le réglage de la tension additionnelle en amplitude et en phase permet d'obtenir trois modes de fonctionnement de la partie série illustrées par la figure II.19 [2, 12, 21, 22].

Il fonctionnera comme un régulateur de tension pur si la tension  $V_b$  insérée est en phase avec la tension  $V_2$  (Fig. II.19.a). Il fonctionnera comme un régulateur d'impédance (compensateur série) si la tension additionnelle  $V_{se}$  est perpendiculaire au courant de la ligne  $i_r$ , (Fig. II.19.b). Il fonctionnera comme un régulateur de l'angle de phase si l'amplitude et la phase de la tension injectée  $V_{se}$  sont calculées de manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC (Fig. II.19.c).

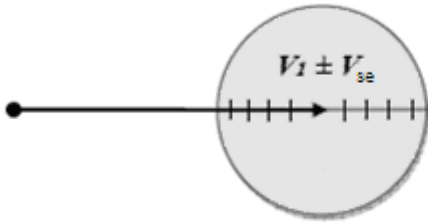


Figure II.19.a

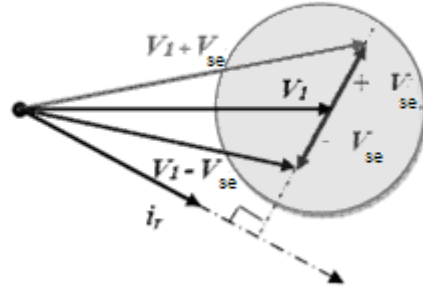


Figure II.19.b

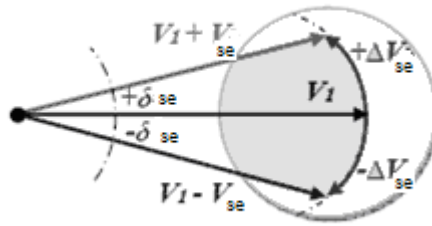


Figure II.19.c

Figure II.19 : Diagrammes vectoriels illustrant les capacités de contrôles de l'UPFC

La partie shunt est utilisée afin de compenser la puissance réactive pour maintenir le plan de tension au point de raccordement constant, et éventuellement fournir la puissance active injectée dans le réseau par la partie série.

## II.6 Modélisation de l'UPFC

### II.6.1 Caractéristiques de l'UPFC

Le modèle mathématique de l'UPFC est établi afin d'étudier les relations qui régissent le fonctionnement entre le réseau électrique et l'UPFC en régime stationnaire. Le schéma unifilaire de base de la figure II.20 représente un UPFC installé sur une ligne électrique de transport d'un système monomachine. La tension du nœud à puissance infinie est prise comme origine des phases [2, 12, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28,29].

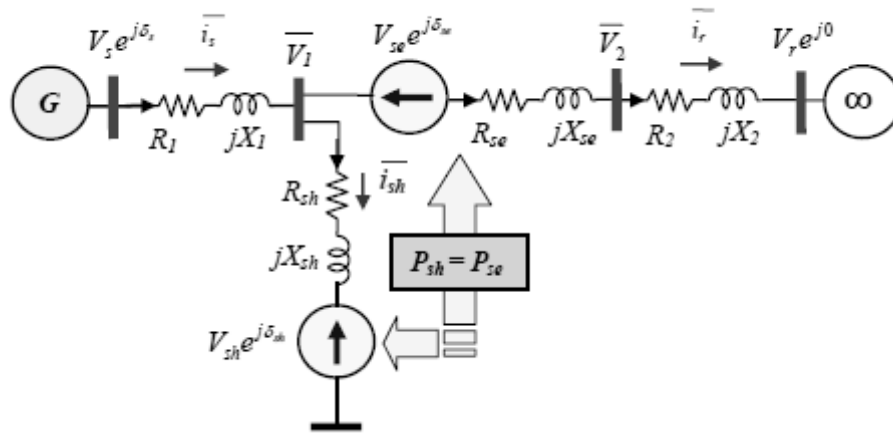


Figure II.20 : Modèle mathématique du système

Les éléments du modèle mathématique de l'UPFC et la ligne de transport sont définis comme suit :

$\overline{Z}_1 = \overline{R}_1 + jX_1$  : L'impédance d'une phase du 1<sup>er</sup> tronçon de la ligne.

$\overline{Z}_2 = \overline{R}_2 + jX_2$  : L'impédance d'une phase du 2<sup>ème</sup> tronçon de la ligne y compris la réactance totale du transformateur de couplage série.

$\overline{X}_{sh} = jX_{sh}$  : La réactance totale d'une phase du transformateur de couplage shunt.

$R_{sh}$  : La résistance interne des enroulements d'une phase du transformateur de couplage shunt.

$\overline{X}_{se} = jX_{se}$  : La réactance totale d'une phase du transformateur de couplage série.

$R_{se}$  : La résistance interne de l'enroulement d'une phase du transformateur de couplage série.

$\overline{V}_s = V_s e^{j\delta}$  ; La tension d'une phase du jeu de barres de départ (sending-bus).

$\overline{V}_r = V_r e^{j0}$  ; La tension d'une phase du jeu de barres d'arrivée (receiving-bus).

$\overline{V}_{sh} = V_{sh} e^{j\delta_{sh}}$  ; La tension alternative d'une phase à la sortie du convertisseur shunt.

$\overline{V}_{se} = V_{se} e^{j\delta_{se}}$  ; La tension alternative d'une phase du secondaire du transformateur de couplage série.

### II.6.2 Modélisation de la partie shunt de l'UPFC

La figure II.21 représente la structure triphasée de la partie shunt de l'UPFC nommée (STATCOM). Le convertisseur est modélisé par des interrupteurs idéaux en série avec la résistance  $R$  qui représente les pertes par conduction. Les tensions simples ( $V_a, V_b, V_c$ ) représentent les tensions des points auxquels le STATCOM est raccordé avec la ligne de transport.

Le nœud de tension continue est représenté par les capacités  $C_1$  et  $C_2$  en parallèle avec les résistances  $R_1$  et  $R_2$  représentant les pertes [12, 13, 14, 22,24].

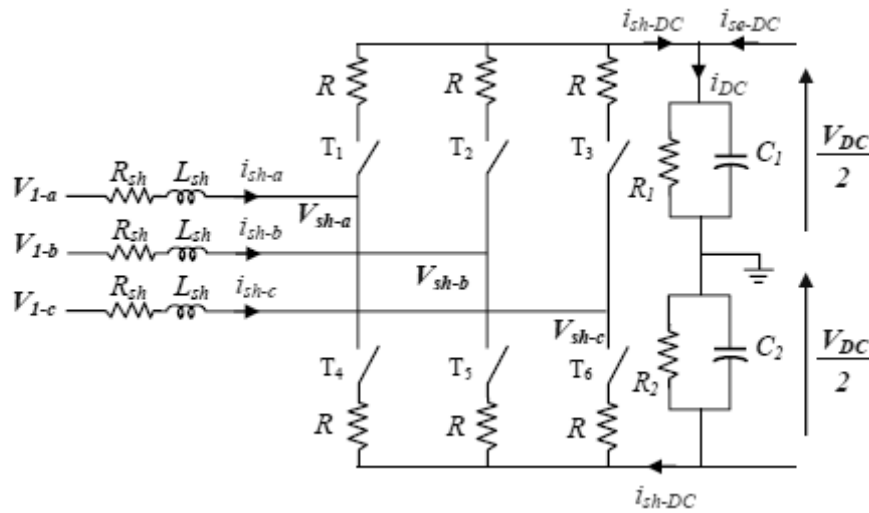


Figure II.21 : Schéma simplifié d'un STATCOM

L'équation (II.13) illustre la relation entre les courants et les tensions d'une phase, côté alternatif.

$$L_{sh} \frac{di_{sh-a}}{dt} + R_{sh} i_{sh-a} = V_{1-a} - V_{sh-a} \quad (II.13)$$

Considérons  $u_1, u_2$  et  $u_3$  les fonctions de commutation des trois bras de l'onduleur, définies comme suit :

Pour  $k \in \{1,2,3\}$

$$u_k = 1 \text{ si } T_k \text{ est fermé et } T_{k+3} \text{ est ouvert}$$

$$u_k = -1 \text{ si } T_k \text{ est ouvert et } T_{k+3} \text{ est fermé}$$

De ce fait, la tension  $V_{sh-a}$  s'écrit sous la forme suivante :



$$V_{sh-a} = R i_{sh-a} + u_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{II.14})$$

En utilisant les équations (II.13) et (II.14), nous obtenons la relation (II.15) ci-dessous.

$$L_{sh} \frac{di_{sh-a}}{dt} + R_{sh} i_{sh-a} = V_{1-a} - R i_{sh-a} - u_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{II.15})$$

L'extension de la relation (II.15) aux autres phases permet d'avoir la relation (II.16) ci-dessous.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} = \frac{-(R_{sh} + R)}{L_{sh}} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_{1-a} \\ V_{1-b} \\ V_{1-c} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{II.16})$$

Côté continu, le courant est donné par la relation (II.17) ci-dessous.

$$i_{DC} = \frac{1}{2} C_1 \frac{dV_{DC}}{dt} + \frac{V_{DC}}{2R_1} \quad (\text{II.17})$$

En prenant  $C_1 = C_2 = 2C$  et  $R_1 = R_2 = 0.5r_c$ , l'expression (II.17) s'écrit sous la forme (II.18) ci-dessous.

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{i_{DC}}{C} - \frac{V_{DC}}{r_c C} \quad (\text{II.18})$$

Pour calculer le courant généré  $i_{sh-DC}$  par le convertisseur shunt côté continu, considérons  $a_i$  la fonction de commande des interrupteurs  $T_i$  avec  $i \in \{1,2,3,4,5,6\}$ . Cette fonction prend la valeur 1 lorsque l'interrupteur  $T_i$  est fermé et 0 quant il est ouvert.

De ce fait le courant  $i_{sh-DC}$ , en alternance positive, est donné par l'expression (II.19) ci-dessous.

$$i_{sh-DC} = a_1 i_{sh-a} + a_2 i_{sh-b} + a_3 i_{sh-c} \quad (\text{II.19})$$

Pour l'alternance négative, le courant  $i_{sh-DC}$  est donné par l'expression (II.20) ci-dessous.

$$i_{sh-DC} = -(a_4 i_{sh-a} + a_5 i_{sh-b} + a_6 i_{sh-c}) \quad (\text{II.20})$$

Ainsi la somme des deux expressions (II.19) et (II.20) donne :

$$2i_{sh-DC} = (a_1 - a_4)i_{sh-a} + (a_2 - a_5)i_{sh-b} + (a_3 - a_6)i_{sh-c} \quad (II.21)$$

Or les fonctions  $a_i$  et  $a_{i+3}$  sont complémentaires, d'où  $u_i = a_i - a_{i+3}$ , ainsi la relation finale reliant le courant continu aux courants alternatifs est la suivante :

$$i_{sh-DC} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} u_1 & u_2 & u_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} \quad (II.22)$$

La puissance active côté alternatif s'écrit de la manière suivante :

$$P_{sh-AC} = \begin{bmatrix} i_{sh-a} & i_{sh-b} & i_{sh-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sh-a} \\ V_{sh-b} \\ V_{sh-c} \end{bmatrix} \quad (II.23)$$

Les expressions (II.14) et (II.23), permettent d'avoir la relation (II.24) ci-dessous.

$$P_{sh-AC} = Ri_{sh-a}^2 + Ri_{sh-b}^2 + Ri_{sh-c}^2 + \begin{bmatrix} i_{sh-a} & i_{sh-b} & i_{sh-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (II.24)$$

Tenant compte de l'équation (II.22), on obtient la puissance fournie aux condensateurs par la partie shunt donnée par l'expression (II.25) ci-dessous.

$$P_{sh-DC} = i_{sh-DC} V_{DC} = \begin{bmatrix} u_1 & u_2 & u_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (II.25)$$

Les relations (II.24) et (II.25) montrent que la puissance active fournie côté alternatif est égale à la puissance active absorbée côté continu plus les pertes dues au convertisseur.

### II.6.3 Modélisation de la partie série de l'UPFC

La figure II.22 montre que la structure série est identique à la structure parallèle. Pour le côté alternatif de cette partie, le transformateur de couplage est composé de trois transformateurs monophasés élévateurs représentés par des inductances de fuite  $L_{se}$  et par des résistances internes des enroulements  $R_{se}$ .

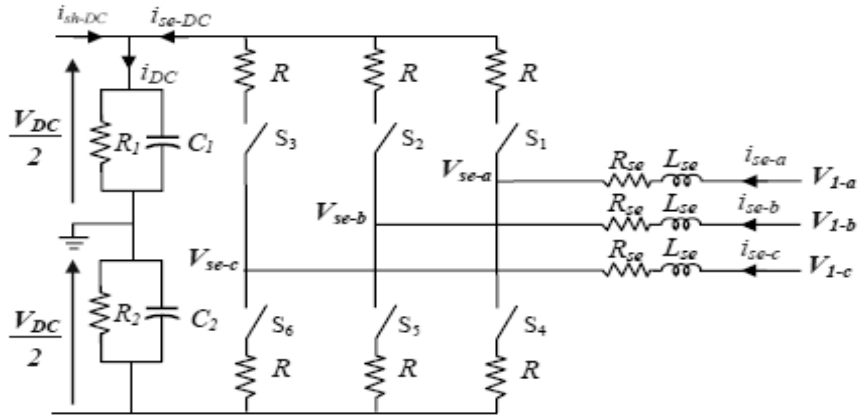


Figure II.22 : Schéma simplifié d'un SSSC

La relation entre le courant et les tensions côté alternatif de cette partie est similaire à ceux de la partie parallèle :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - V_{se-a} \quad (\text{II.26})$$

Considérons  $w_1, w_2$  et  $w_3$ , les fonctions de commutation des trois bras du convertisseur série définies de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \text{Pour } k \in \{1,2,3\} \quad w_k &= 1 \text{ si } S_k \text{ est fermé et } S_{k+3} \text{ est ouvert} \\ w_k &= -1 \text{ si } S_k \text{ est ouvert et } S_{k+3} \text{ est fermé} \end{aligned}$$

De ce fait, la tension  $V_{se-a}$  s'écrit sous la forme suivante :

$$V_{se-a} = R i_{se-a} + w_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{II.27})$$

En utilisant les expressions (II.26) et (II.27), nous obtenons l'expression (II.28) ci-dessous :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - R i_{se-a} - w_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{II.28})$$

L'extension du résultat aux 3 phases permet d'avoir la relation (II.29) ci-dessous :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} = \frac{-(R_{se} + R)}{L_{se}} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} V_{1-a} \\ V_{1-b} \\ V_{1-c} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{II.29})$$

De la même façon que pour la partie parallèle, la relation entre les courants alternatifs  $i_{se-a}, i_{se-b}, i_{se-c}$  et le courant continu  $i_{se-DC}$  s'exprime comme suit :

$$i_{se-DC} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} w_1 & w_2 & w_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \quad (\text{II.30})$$

La puissance active côté alternatif,  $P_{se-AC}$  s'écrit de la manière suivante :

$$P_{se-AC} = \begin{bmatrix} i_{se-a} & i_{se-b} & i_{se-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{se-a} \\ V_{se-b} \\ V_{se-c} \end{bmatrix} \quad (\text{II.31})$$

Les expressions (II.27) et (II.31) permettent d'avoir la relation (II.32) ci-dessous :

$$P_{se-AC} = Ri_{se-a}^2 + Ri_{se-b}^2 + Ri_{se-c}^2 + \begin{bmatrix} i_{se-a} & i_{se-b} & i_{se-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{II.32})$$

La puissance fournie aux condensateurs par la partie série donnée par l'expression (II.33) ci-dessous :

$$P_{se-DC} = V_{DC} i_{se-DC} \quad (\text{II.33})$$

Tenant compte des expressions (II.30) et (II.33), on aura :

$$P_{se-DC} = \begin{bmatrix} w_1 & w_2 & w_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{II.34})$$

Dans l'hypothèse où les deux condensateurs du nœud à tension continue et les deux convertisseurs de l'UPFC ne consomment pas de la puissance active ( $R_1, R_2$  très grandes et  $R$  très petite), alors la puissance active fournie par la partie parallèle est absorbée par la partie série [2, 12, 22,27].

## II.7 Contrôle de l'UPFC

Théoriquement, le dispositif UPFC devrait être traité comme un système multi variable car les deux convertisseurs série et shunt sont connectés d'un coté à la ligne de transmission et de l'autre coté au circuit continu, chacun des deux convertisseurs possède donc deux entrées et deux sorties. Cependant pour faciliter le traitement du dispositif, le contrôle des deux convertisseurs se fera séparément [12, 22,27].

Pour chaque convertisseur, nous allons développer la méthode d'identification des références ainsi que la méthode de commande.

### II.7.1 Partie shunt

#### II.7.1.1 Identification des références

En général, la partie shunt de l'UPFC régule la tension au point de raccordement en compensant la puissance réactive de ce point et régule la tension aux bornes du condensateur. La régulation de tension continue compense la puissance active demandée par la partie série et compense également les pertes des convertisseurs et des transformateurs. Parmi les méthodes utilisées pour la détermination des références, on a opté pour la méthode Watt-Var découplée afin de commander cette partie du dispositif UPFC. La figure II.23 représente un convertisseur connecté au réseau via le transformateur parallèle de couplage de résistance interne  $R_{sh}$  et d'inductance totale de fuite  $L_{sh}$ .

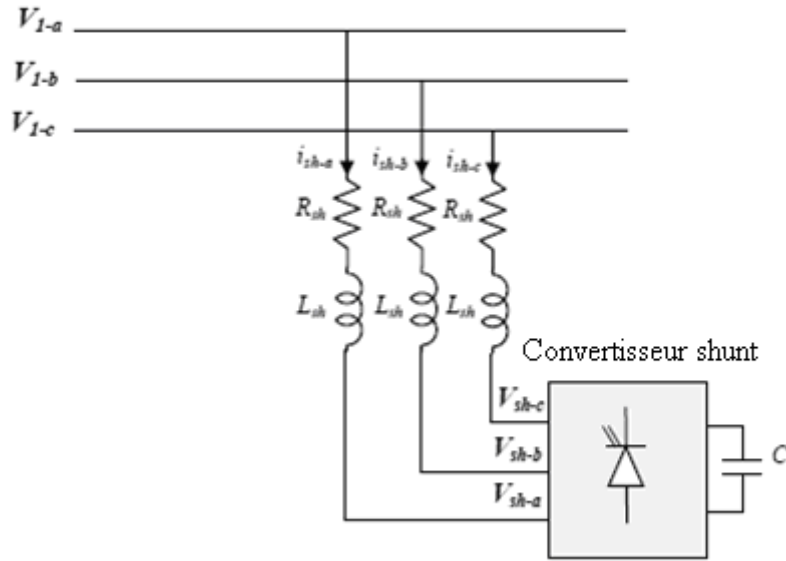


Figure II.23 : Circuit équivalent du convertisseur shunt connecté au réseau

Nous avons le système d'équation suivant :

$$\begin{aligned}
 V_{1-a} - V_{sh-a} &= R_{sh-a} i_{sh-a} + L_{sh-a} \frac{di_{sh-a}}{dt} \\
 V_{1-b} - V_{sh-b} &= R_{sh-b} i_{sh-b} + L_{sh-b} \frac{di_{sh-b}}{dt} \\
 V_{1-c} - V_{sh-c} &= R_{sh-c} i_{sh-c} + L_{sh-c} \frac{di_{sh-c}}{dt}
 \end{aligned} \tag{II.35}$$

La transformation des équations (II.35) permet de les écrire sous forme matricielle (II.36) est :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{1-a} - V_{sh-a} \\ V_{1-b} - V_{sh-b} \\ V_{1-c} - V_{sh-c} \end{bmatrix} \tag{II.36}$$

En passant par la transformation de PARK, l'expression (II.36) s'écrit sous la forme (II.37) :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sh-d} \\ i_{sh-q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & \omega \\ -\omega & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-d} \\ i_{sh-q} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_{1-d} - V_{sh-d} \\ V_{1-q} - V_{sh-q} \end{bmatrix} \tag{II.37}$$

La relation (II.37) montre qu'il y a un couplage entre les deux composantes du courant  $i_{sh}$  par  $\omega$ . Pour pouvoir aboutir à une commande aisée du système, il est indispensable de procéder à un découplage des deux composantes.

En posant :

$$X_1 = \frac{V_{1-d} - V_{sh-d}}{L_{sh}} \quad (II.38)$$

$$X_2 = \frac{V_{1-q} - V_{sh-q}}{L_{sh}} \quad (II.39)$$

L'expression (II.37) s'écrit sous la forme (II.40)

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sh-d} \\ i_{sh-q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} & 0 \\ 0 & -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-d} \\ i_{sh-q} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} X_1 + \omega i_{sh-q} \\ X_2 - \omega i_{sh-d} \end{bmatrix} \quad (II.40)$$

En prenant  $U_1$  et  $U_2$  comme variables de commande telles que

$$U_1 = X_1 + \omega i_{sh-q} \quad (II.41)$$

$$U_2 = X_2 - \omega i_{sh-d} \quad (II.41)$$

nous obtenons le système découplé de la figure II.24 où le bloc régulateur PI contrôle ces deux variables.

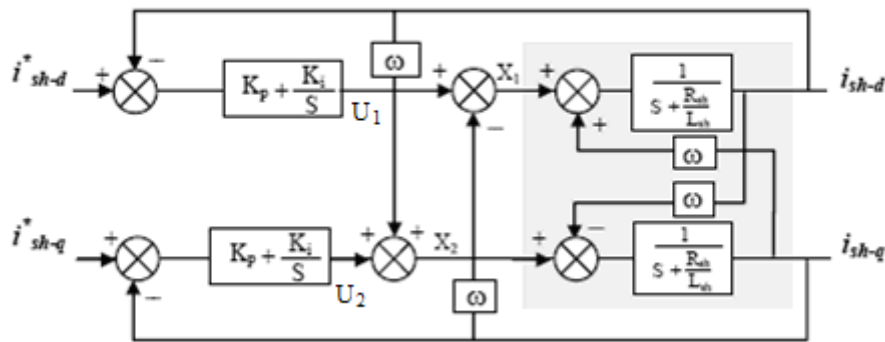


Figure II.24 : Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée

Les tensions  $V_{sh-d}$  et  $V_{sh-q}$  s'obtiennent par le procédé de calcul suivant.

Les expressions (II.38) et (II.41) permettent d'avoir la relation (II.43) ci-dessous :

$$U_1 - \omega i_{sh-q} = X_1 = \frac{V_{1-d} - V_{sh-d}}{L_{sh}} \quad (II.43)$$

Les expressions (II.39) et (II.42) permettent d'avoir la relation (II.44) ci-dessous :

$$U_2 + \omega i_{sh-d} = X_2 = \frac{V_{1-q} - V_{sh-q}}{L_{sh}} \quad (II.44)$$

Tenant compte des expressions (II.43) et (II.44), on obtient les tensions de la partie shunt données par les relations (II.45) et (II.46) ci-dessous :

$$V_{sh-d} = -L_{sh}(U_1 - \omega i_{sh-q}) + V_{1-d} \quad (II.45)$$

$$V_{sh-q} = -L_{sh}(U_2 + \omega i_{sh-d}) + V_{1-q} \quad (II.46)$$

La figure II.25 représente le schéma global du contrôle par la méthode Watt-Var découplé.

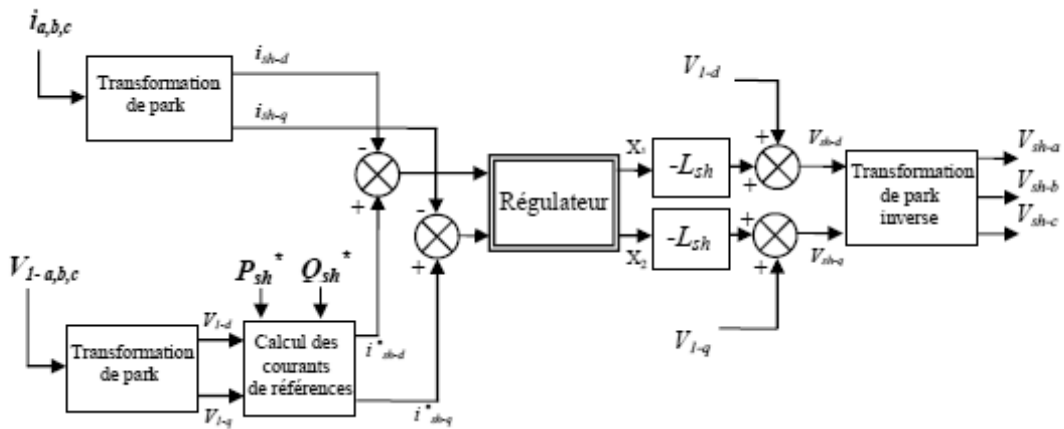


Figure II.25 : Schéma global du contrôle

La comparaison des courants de la partie parallèle ( $i_{sh-d}, i_{sh-q}$ ) avec les courants de références ( $i_{sh-d}^*, i_{sh-q}^*$ ) donne les écarts détectés par les régulateurs, comme indiqué sur la figure II.25.

Les sorties des régulateurs  $X_1$  et  $X_2$  donnent les composantes de la tension de référence dans le repère d-q. La transformation inverse de PARK, nous permet d'obtenir les références de la MLI (modulation de largeur d'impulsion) pour la partie shunt de l'UPFC.



La figure II.26 montre la méthode d'identification des différents courants de références pour la partie parallèle de l'UPFC.

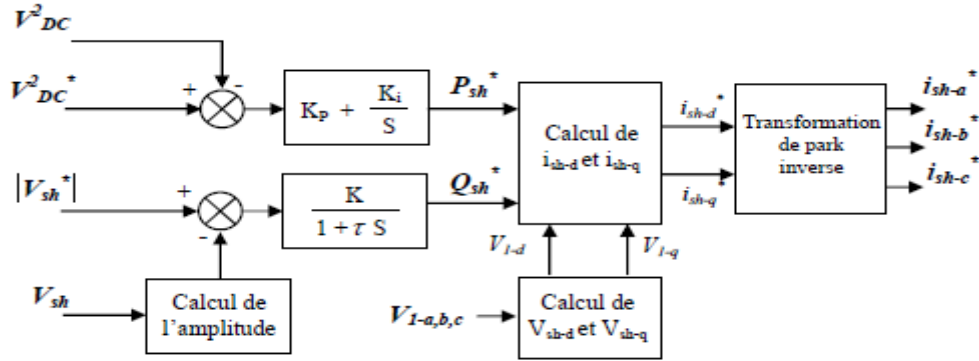


Figure II.26 : Identification des courants de référence

Les puissances de référence active  $P_{sh}^*$  et réactive  $Q_{sh}^*$  sont déterminées par le bloc d'identification de la figure II.26. Sachant que ces puissances sont de la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} P_{sh}^* \\ Q_{sh}^* \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} V_{1-d} & V_{1-q} \\ V_{1-q} & -V_{1-d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-d}^* \\ i_{sh-q}^* \end{bmatrix} \quad (\text{II.47})$$

On déduit les courants qui sont donnés par la relation matricielle (II.48)

$$\begin{bmatrix} i_{sh-d}^* \\ i_{sh-q}^* \end{bmatrix} = \frac{2}{3(V_{1-d}^2 + V_{1-q}^2)} \begin{bmatrix} V_{1-d} & V_{1-q} \\ V_{1-q} & -V_{1-d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{sh}^* \\ Q_{sh}^* \end{bmatrix} \quad (\text{II.48})$$

### II.7.1.2 Régulation de la tension continue

Pour un fonctionnement normal des deux convertisseurs de l'UPFC, la tension moyenne aux bornes des condensateurs  $C_1$  et  $C_2$  doit être maintenue à une valeur constante. La régulation de cette tension s'effectue en absorbant ou en fournissant de la puissance active au réseau de

transport. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction des courants fondamentaux actifs dans les courants de référence de la partie shunt [12,27].

Suite à un écart entre  $V_{DC}^{2*}$  et  $V_{DC}^2$ , la puissance  $P_{ref}$  à la sortie du régulateur s'ajoute à la puissance active fluctuante et donne lieu à un courant fondamental actif corrigeant la tension  $V_{DC}$ , comme représenté sur la figure II.27.

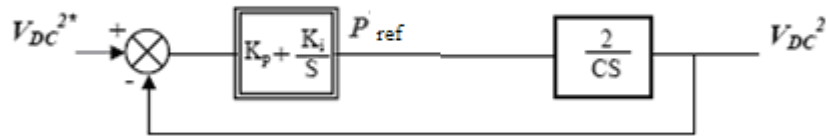


Figure II.27 : Régulation de la tension continue

La fonction de transfert du système de régulation de la tension continue en boucle fermée est la suivante :

$$\frac{V_{DC}^2}{V_{DC}^{2*}} = \frac{\frac{2K_p}{C}S + \frac{2K_i}{C}}{S^2 + \frac{2K_p}{C}S + \frac{2K_i}{C}} \quad (\text{II.49})$$

Avec :

$$\omega_i^2 = \frac{2K_i}{C}$$

$$\xi = K_p \sqrt{\frac{1}{2CK_i}}$$

Nous avons pris  $\xi = 0.7$ , pour avoir un bon coefficient d'amortissement du système en boucle fermée et pour avoir un bon filtrage nous avons choisi la pulsation de coupure  $\omega = 30\text{rad/sec}$ .

### II.7.1.3 Commande du convertisseur

L'objectif de la commande appliquée au convertisseur est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension fournie à la sortie du convertisseur soit la plus proche de la tension de référence. Deux méthodes de commande peuvent être utilisées, la commande par hystérésis et la commande par MLI. Nous avons choisi la commande par MLI pour contrôler cette partie de l'UPFC. En effet, la commande de MLI permet le contrôle de fortes puissances et a besoin d'une fréquence fixe pour les commutations [12]. Cette méthode met en œuvre d'abord un régulateur qui, à partir de l'écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence du convertisseur (modulante). Cette dernière est ensuite comparée avec un signal en dents de scie à fréquence élevée (porteuse). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs.

Le but principal de la régulation de la partie shunt est de contrôler le courant à la sortie du convertisseur parallèle de l'UPFC [12,22]. Pour cela, nous utilisons un régulateur PI avec compensation de pôles représenté sur la figure II.28.



Figure II.28 : Schéma de la régulation parallèle par un PI

En boucle ouverte, nous avons :

$$\frac{i_{sh}}{i_{sh}^*} = \frac{K_p}{S} \left( S + \frac{K_i}{K_p} \right) \frac{1}{\left( S + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} \right)} \quad (\text{II.50})$$

Par la compensation du zéro du régulateur et le pôle, nous obtenons :

$$K_i = \frac{R_{sh}}{L_{sh}} K_p \quad (\text{II.51})$$

La figure II.28 devient :



Figure II.29 : Schéma simplifié

La fonction de transfert de la boucle fermée du premier ordre avec une constante de temps  $\tau = 1/K_p$ .

$$\frac{i_{sh}}{i_{sh}^*} = \frac{1}{1 + \frac{1}{K_p}S} = \frac{1}{1 + \tau S} \quad (\text{II.52})$$

La détermination de la constante de temps dépend des changements admissibles maximaux des grandeurs de contrôle  $V_{sh-d}$  et  $V_{sh-q}$  pour le compensateur parallèle ( $\tau \leq 5$  milliseconde).

Les gains  $K_p$  et  $K_i$  peuvent être obtenus comme suit :

$$K_p = 1/\tau ; K_i = R_{sh}/\tau L_{sh}$$

## II.7.2 Partie série

### II.7.2.1 Identification des références

La partie série de l'UPFC est utilisée pour le contrôle des puissances active et réactive transitées dans la ligne de transmission, en contrôlant l'amplitude et l'angle de phase de la tension injectée par le convertisseur série [2, 12, 13, 21,22]. La détermination des références est nécessaire pour la commande de cette partie. Il existe plusieurs méthodes d'identification des références. Comme pour la partie shunt on va utiliser la méthode Watt-Var découplée.

Le modèle du système de la figure II.20 permet d'écrire les équations suivantes :

$$\begin{aligned}
 V_{1-a} - V_{r-a} - V_{se-a} &= R'_{se-a} i_{r-a} + L'_{se-a} \frac{di_{r-a}}{dt} \\
 V_{1-b} - V_{r-b} - V_{se-b} &= R'_{se-b} i_{r-b} + L'_{se-b} \frac{di_{r-b}}{dt} \\
 V_{1-c} - V_{r-c} - V_{se-c} &= R'_{se-c} i_{r-c} + L'_{se-c} \frac{di_{r-c}}{dt}
 \end{aligned} \tag{II.53}$$

Avec :

$$R'_{se} = R_{se} + R_2; L'_{se} = L_{se} + L_2$$

A partir de l'équation (II.53), on a la relation matricielle (II.54) ci-dessous :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r-a} \\ i_{r-b} \\ i_{r-c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r-a} \\ i_{r-b} \\ i_{r-c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{1-a} - V_{r-a} - V_{se-a} \\ V_{1-b} - V_{r-b} - V_{se-b} \\ V_{1-c} - V_{r-c} - V_{se-c} \end{bmatrix} \tag{II.54}$$

En passant par la transformation de PARK, l'équation (II.54) s'écrit comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r-d} \\ i_{r-q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & \omega \\ \omega & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r-d} \\ i_{r-q} \end{bmatrix} + \frac{1}{L'_{se}} \begin{bmatrix} V_{1-d} - V_{r-d} - V_{se-d} \\ V_{1-q} - V_{r-q} - V_{se-q} \end{bmatrix} \tag{II.55}$$

Comme pour la partie shunt, afin d'aboutir à une commande facile du système, on va procéder au découplage des deux composantes de courant de la ligne  $i_r$ .

En posant :

$$X_1 = \frac{1}{L'_{se}} (V_{1-d} - V_{r-d} - V_{se-d}) \tag{II.56}$$

$$X_2 = \frac{1}{L'_{se}} (V_{1-q} - V_{r-q} - V_{se-q}) \tag{II.57}$$

L'expression (II.55) s'écrit sous la forme (II.58)

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r-d} \\ i_{r-q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & 0 \\ 0 & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-d} \\ i_{sh-q} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} X_1 + \omega i_{r-q} \\ X_2 - \omega i_{r-d} \end{bmatrix} \quad (II.58)$$

En prenant  $U_1$  et  $U_2$  comme variables de commande telles que :

$$U_1 = X_1 + \omega i_{r-q} \quad (II.59)$$

$$U_2 = X_2 + \omega i_{r-d} \quad (II.60)$$

nous obtenons le système découplé de la figure II.30 où le bloc régulateur PI contrôle ces deux variables.

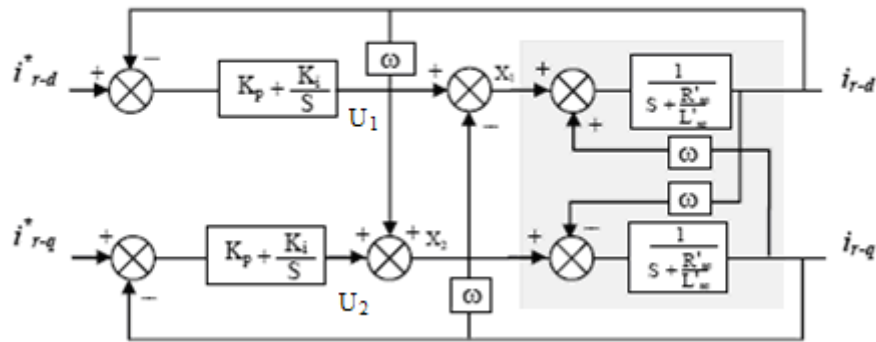


Figure II.30 : Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée

Les tensions  $V_{se-d}$  et  $V_{se-q}$  s'obtiennent par le procédé de calcul suivant.

Les expressions (II.56) et (II.59) permettent d'avoir la relation (II.61) ci-dessous :

$$U_1 - \omega i_{r-q} = X_1 = \frac{V_{1-d} - V_{r-d} - V_{se-d}}{L_{se}} \quad (II.61)$$

Les expressions (II.57) et (II.60) permettent d'avoir la relation (II.62) ci-dessous :

$$U_2 + \omega i_{r-d} = X_2 = \frac{V_{1-q} - V_{r-q} - V_{se-q}}{L_{se}} \quad (II.62)$$

Tenant compte des expressions (II.61) et (II.62), on obtient les tensions de la partie série données par les relations (II.63) et (II.64) ci-dessous :

$$V_{se-d} = -L_{se}(\omega i_{se-q}) + V_{1-d} - V_{r-d} \quad (II.63)$$

$$V_{se-q} = -L_{se}(\omega i_{se-d}) + V_{1-q} - V_{r-q} \quad (II.64)$$

La figure II.31 représente le schéma global du contrôle par la méthode Watt-Var découplé.

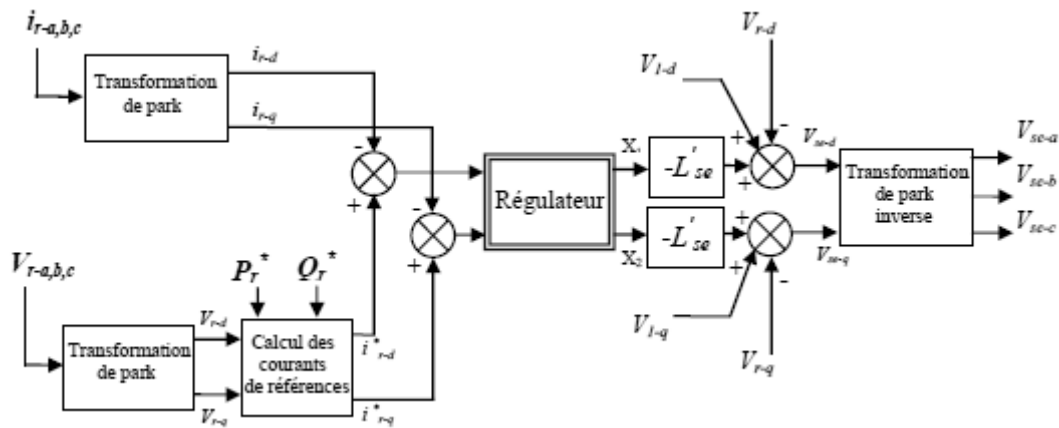


Figure II.31 : Schéma global du contrôle

La comparaison des courants de la partie parallèle  $(i_{r-d}, i_{r-q})$  avec les courants de références  $(i_{r-d}^*, i_{r-q}^*)$  donne les écarts détectés par les régulateurs, comme indiqué sur la figure II.32.

Les sorties des régulateurs  $X_1$  et  $X_2$  donnent les composantes de la tension de référence dans le repère d-q. La transformation inverse de PARK, nous permet d'obtenir les références de la MLI pour la partie série de l'UPFC.

Les puissances de référence active  $P_r^*$  et réactive  $Q_r^*$  sont de la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} P_r^* \\ Q_r^* \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} V_{r-d} & V_{r-q} \\ V_{r-q} & -V_{r-d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r-d}^* \\ i_{r-q}^* \end{bmatrix} \quad (II.65)$$

On déduit les courants qui sont donnés par la relation matricielle (II.66)

$$\begin{bmatrix} i_{r-d}^* \\ i_{r-q}^* \end{bmatrix} = \frac{2}{3(V_{r-d}^2 + V_{r-q}^2)} \begin{bmatrix} -V_{r-d} & V_{r-q} \\ V_{r-q} & V_{r-d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_r^* \\ Q_r^* \end{bmatrix} \quad (\text{II.66})$$

### II.7.2.2 Commande du convertisseur

L'objectif de la régulation de la partie série est de contrôler le courant à la sortie du convertisseur série de l'UPFC, afin de contrôler la tension injectée par ce dernier dans le réseau.

Pour cela nous utilisons un régulateur PI avec compensation de pôles représenté par la boucle de commande de la figure II.32.



Figure II.32 : Schéma de régulation du courant de la partie série

En boucle ouverte, nous avons :

$$\frac{i_r}{i_r^*} = \frac{K_p}{S} \left( S + \frac{K_i}{K_p} \right) \frac{1}{\left( S + \frac{R'_{se}}{L'_{se}} \right)} \quad (\text{II.67})$$

Par la compensation du zéro du régulateur et le pôle, nous obtenons :

$$K_i = \frac{R'_{se}}{L'_{se}} K_p \quad (\text{II.68})$$

La figure II.32 devient :

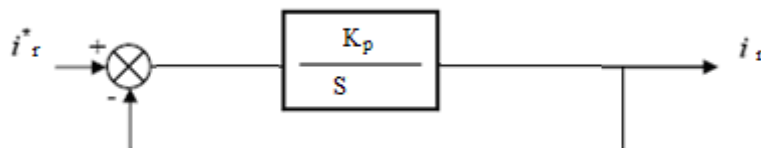


Figure II.33 : Schéma simplifié



$$\frac{i_r}{i_r^*} = \frac{1}{1 + \frac{1}{K_p} S} = \frac{1}{1 + \tau S} \quad (\text{II.69})$$

Avec la condition :

$$K_i = \frac{R'_{se}}{L'_{se}} K_p \quad (\text{II.70})$$

Pour un choix convenable de la valeur de la constante de temps  $\tau$ , les gains  $K_p$  et  $K_i$  peuvent être obtenus comme suit :

$$K_p = \frac{L'_{se}}{\tau} ;$$

$$K_i = \frac{R'_{se}}{\tau L'_{se}}$$

## II.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les FACTS d'une manière générale et indiqué leur impact bénéfique sur les réseaux électriques pour nous concentrer sur l'UPFC qui est un dispositif hybride : parallèle et série. Nous avons décrit en détail les structures le composant à savoir le STATCOM et le SSSC avant de donner leur principe de fonctionnement.

Le modèle mathématique du dispositif que nous comptons utiliser dans le réseau a été développé dans ce chapitre et avons choisi la méthode watt-var découplé pour identifier les références du système de commande qui est basée sur la méthode MLI.

### III.1 Introduction

A cause de développement technologique des matériaux supraconducteurs à température élevée et des avancées en électronique de puissance, le SMES associant une bobine supraconductrice à des convertisseurs à base d'électronique de puissance est devenu un outil important dans la conduite des réseaux électriques. Ce système permet donc un échange de puissance entre la bobine et le réseau et contribue à l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques à cause de la rapidité de son action.

Le concept du SMES a été développé au début des années 1970. Son concept était simple : faire circuler un courant continu dans une bobine supraconductrice et stocker l'énergie avec pratiquement des pertes nulles. Cependant, la mise en œuvre de ce concept efficace et économique s'est avérée assez difficile [30].

Dans ce chapitre, nous donnons un aperçu sur la supraconductivité et ses applications avant de nous intéresser au SMES et sa relation avec le réseau électrique. Nous décrivons sa configuration et son principe de fonctionnement.

### III.2 Supraconductivité et ses applications

Les supraconducteurs permettent de concevoir un stockage direct de l'énergie électrique sous forme magnétique dans des bobines appelées SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) [31].

Depuis la découverte de la supraconductivité en 1911 [32], avec le mercure et grâce à la liquéfaction de l'hélium à une température de 4,2°K, la recherche a déployé ses efforts pour trouver des matériaux supraconducteurs à des températures toujours plus élevées.

En 1986 on assiste à une rupture dans cette évolution. La température critique passe de 34°K à 92°K en moins d'un an, ce qui permet pour la première fois l'utilisation de l'azote liquide comme fluide réfrigérant. On appelle les nouveaux matériaux des supraconducteurs à haute température critique, par rapport aux supraconducteurs à basse température critique.

Trois grandeurs critiques délimitent l'état supraconducteur d'un état dissipatif :

- la température critique  $T_C$  est une grandeur propre au matériau,
- la densité de courant critique  $J_C$ .
- le champ magnétique  $H$  qui est aussi une grandeur intrinsèque au matériau.

Ces trois grandeurs délimitent une surface critique au-delà de laquelle le matériau devient dissipatif. Les conducteurs supraconducteurs les plus largement utilisés sont les supraconducteurs à basse température critique. Ce sont des composés à base de niobium Nb qui sont refroidis à la température de l'hélium liquide. Le plus commun est le NbTi a les grandeurs critiques  $T_C=9^\circ\text{K}$ ,  $B_C=11\text{T}$ ,  $J_C=10^5\text{A/mm}^2$ .

Le domaine de la supraconductivité a connu ces dernières années une grande avancée avec les supraconducteurs à haute température critique (HTC) permettant d'augmenter les températures de fonctionnement et simplifiant ainsi beaucoup la cryogénie et améliorant la stabilité de la bobine. La première génération de supraconducteur HTC est en cours d'industrialisation à travers le monde. Ils sont basés sur le composé supraconducteur BiSrCaCuO sous forme de nombreux filaments dans une matrice en argent ou argent-magnésium pour une meilleure résistance mécanique. Les contraintes mécaniques y sont importantes compte tenue des fortes densités de courant associées à des inductions élevées. Sous des inductions de plusieurs Teslas, ils doivent être maintenus à des températures inférieures à  $35^\circ\text{K}$ . Des températures de  $20$  à  $30^\circ\text{K}$  sont facilement accessibles et à un coût raisonnable grâce aux développements récents des cryo-réfrigérateurs performants et fiables.

En plus de l'importance du matériau supraconducteur, il est nécessaire de se préoccuper de la compatibilité électromagnétique de telles installations. En adoptant une géométrie adéquate, on peut diminuer les forces magnétiques externes. Pour cette raison, on adopte la forme en tore pour les bobines supraconductrices. La figure III.1 représente la forme en tore d'une bobine permettant la minimisation des champs parasites. En outre, et en raison du faible champ magnétique externe, des SMES toroïdaux peuvent être situés près d'une installation ou d'une charge d'abonné. Pour les petits SMES, les bobines en formes de solénoïde sont habituellement utilisées parce qu'il est facile de les bobiner. Les bobines en forme de tore nécessitent un compactage par des cercles externes et deux disques, dont un est au dessus et l'autre en dessous pour éviter la rupture de la bobine [3].

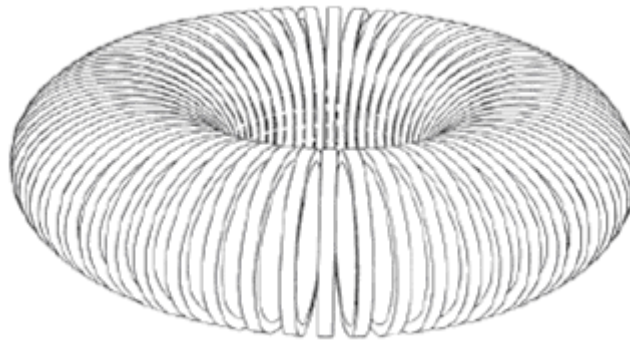


Figure III.1 : Géométrie en tore pour un SMES minimisant les champs parasites.

Les systèmes embarqués où les critères de place et de poids sont primordiaux font appel à des moteurs de forts couples massiques et d'excellents rendements et ce grâce à l'utilisation des supraconducteurs qui réduisent considérablement la taille et le poids de ces moteurs. Les supraconducteurs peuvent aussi être utilisés dans des transformateurs en lieu et place des enroulements classiques en cuivre ou en aluminium permettant des gains intéressants. Des câbles supraconducteurs sont aussi étudiés dans l'optique de développer dans l'avenir des lignes voire des réseaux entièrement supraconducteurs (alternateurs + câbles + transformateurs). La difficulté principale est posée par la cryogénie qui doit permettre de refroidir l'intégralité du câble sans trop de pertes et à un coût raisonnable.

Une autre application des supraconducteurs réside dans leur capacité à limiter un courant de défaut puisqu'il n'existe pas de dispositif traditionnel ayant cette fonctionnalité en haute tension. C'est la transition de l'état supraconducteur vers l'état dissipatif qui est utilisée. Un supraconducteur est inséré sur une ligne électrique. En fonctionnement normal, ce dernier est pratiquement transparent. Si un défaut apparaît, l'augmentation brutale du courant est limitée à des valeurs raisonnables (1 à 4 fois le courant assigné) presque instantanément par la transition brutale du supraconducteur qui laisse apparaître une résistance importante.

Des unités micro-SMES ont trouvé une niche de marché dans les zones industrielles et commerciales comme le textile et l'automobile. Des pannes de courant momentanées ou une mauvaise qualité de l'alimentation peuvent causer des arrêts temporaires et par conséquent un manque à gagner. Pour pallier à ces contraintes, des micro-SMES peuvent fournir un soutien continu à des secteurs dans des situations critiques. La compagnie American Superconductor Corporation par exemple a conçu un produit qui peut fournir 1 MW pendant 1 seconde. Le temps de réponse du système se situe à 5 ms d'une perturbation dans la ligne. Elle possède actuellement neuf unités mobiles installées dans le monde.

Le Tableau III.1 indique ci-dessous les principaux projets de SMES HTS (High Temperature Superconductors).

<i>Pays</i>	<i>année</i>	<i>Energie/ puissance/ conducteur</i>	<i>application</i>	<i>acteurs</i>	<i>réalisations</i>
<i>Chine</i>	2003	3.45kJ/ Bi-2223	-	Tsinhua University	Construction d'un solénoïde et tests
	2004	50 kJ/ 10 kW	réseau	Huazhong University	étude
<i>Corée du sud</i>	2004	36.5 kJ/ Bi-2223	réseau ou microcoupures	Seoul National University	Construction d'un tore et tests
<i>Allemagne</i>	2005	150 kJ/ Bi-2223	microcoupures	ACCEL Instruments GmbH	Etude et construction
<i>Japon</i>	2005	1 MJ/ BI-2212	impulsionnel	Chubu Electric Power/Toshiba Showa	Etude, construction et tests

Tableau III.1 : Projets de SMES HTS

### III.3 Stockage de l'énergie électrique

Un bobinage d'inductance propre  $L$  permet de stocker une énergie  $W_{MAG}$  sous forme magnétique lorsqu'il est traversé par un courant  $I$  selon :

$$W_{MAG} = \frac{1}{2} LI^2 \quad (III.1)$$

L'intérêt d'un bobinage supraconducteur pour le stockage d'énergie est de présenter des pertes Joule nulles lorsqu'on le met en court-circuit.

A très basse température, quand un métal devient supraconducteur, ses électrons s'associent par paire. Toutes les paires d'électrons se superposent alors les unes aux autres pour former une seule onde quantique qui occupe tout le matériau. Cette onde tout à fait particulière devient insensible aux défauts du matériau : les défauts sont trop petits pour freiner l'ensemble de l'onde. La résistance électrique a disparu [33].

Avec les condensateurs, les bobines supraconductrices sont les seuls moyens de stockage direct de l'électricité. Ainsi, elles ont des rendements très importants et des temps de déstockage très courts.

L'énergie stockée dépend de l'induction magnétique dans le bobinage. En effet, la densité d'énergie stockée s'exprime par la relation (II.2) ci-dessous :

$$W_{MAG} = \int_{vol} \frac{B^2(V)}{2\mu_0} dV \quad (III.2)$$

$\mu_0 = 4.\pi.10^{-7}$  Perméabilité du vide

$dV$  : élément de volume du matériau de stockage

$B^2(V)$  relation liant l'induction magnétique au volume du matériau

Si on souhaite maximiser la densité volumique d'énergie stockée, on voit donc qu'il faut augmenter l'induction magnétique.

A l'origine, le SMES dans les réseaux électriques a été pensé comme outil de modulation de la charge. La figure III.2 ci-dessous indique l'allure d'une courbe de charge journalière quand cette dernière est modulée et quand elle ne l'est pas.

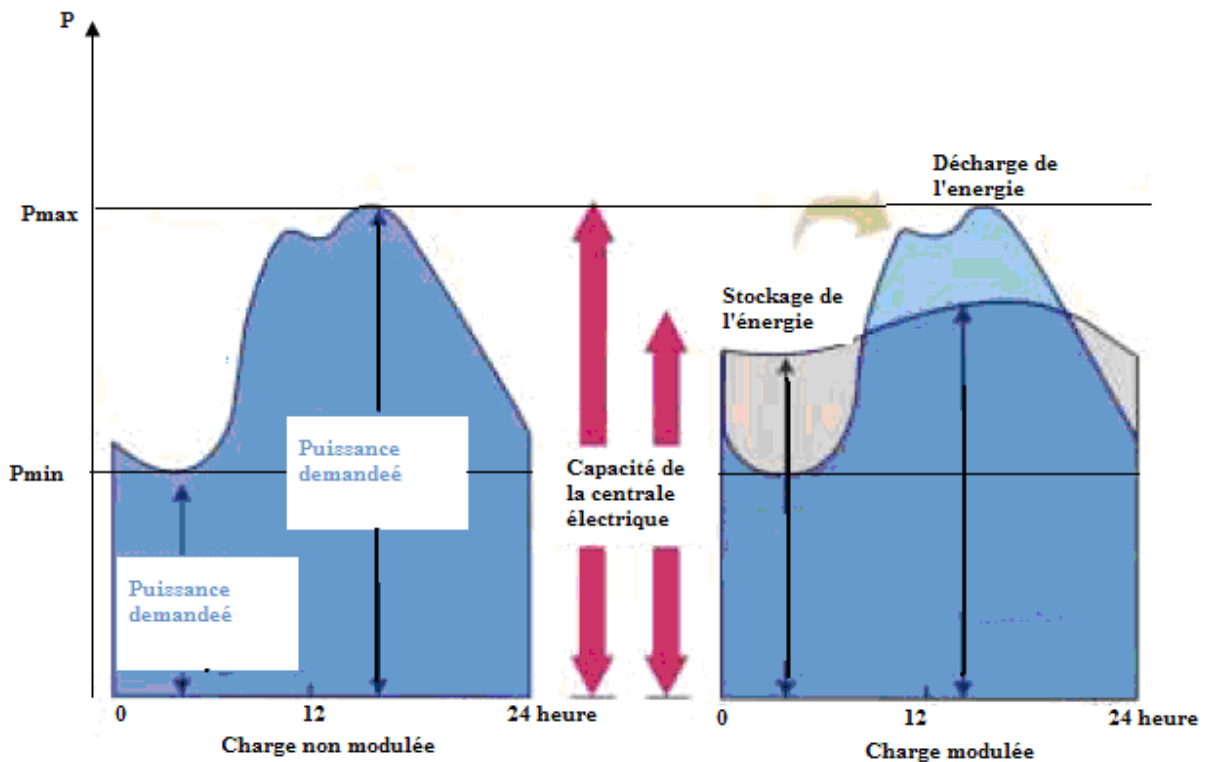


Figure III.2 : Concept de modulation de la charge

Sans modulation de la charge, nous serions amenés à dimensionner les installations électriques en fonction de la charge demandée en période de pointe ( $P_{max}$ ), or ces installations dans la durée ne sont pas sollicitées pour cette puissance, d'où l'idée de moduler la charge afin d'optimiser l'investissement des installations et faire donc appel en période de pointe à des réserves qui compléteront l'appoint non disponible dans les équipements installés.

Ces réserves sont constituées à partir de l'équipement installé en période creuse c'est-à-dire quand la puissance appelée par le réseau est minimal ( $P_{min}$ ). Pour moduler la courbe de consommation, on doit disposer d'un système de stockage de l'énergie électrique capable d'injecter ou d'absorber de la puissance électrique. Il absorbe cette énergie à partir des installations électriques durant la période creuse et la restitue si le besoin est en période de pointe. Ce système de stockage peut être un SMES.

On peut classer les SMES en trois catégories [32] :

- **SMES réseau**

De 10 à 500 MJ, ils sont utilisés pour la stabilisation d'oscillations de puissance et pour compenser l'énergie réactive de façon à limiter le déphasage entre le courant et la tension sur les grandes lignes de distribution et réduisant ainsi les pertes Joule.

En 1998, des tests effectués sur un prototype japonais de capacité 3,6 MJ ont montré sa capacité à limiter les oscillations de puissance.

- **SMES microcoupures**

De 1 à 100 MJ, ils sont utilisés pour protéger des microcoupures de courant (inférieures à la milliseconde). Les avantages par rapport à un onduleur sont un temps de recharge plus court et un rapport puissance sur énergie stockée plus grand. On trouve par exemple les SMES de l'US Air Force.

- **SMES impulsionnels**

De 1 à 100 MJ, ils sont utilisés pour fournir une forte impulsion de courants dont la durée est courte. Selon l'utilisation pour le contrôle rapide des puissances actives et réactives d'un réseau ou pour un lanceur électromagnétique par exemple, on pourra déstocker cette énergie de manière régulée ou impulsionnelle.

### **III.4 Historique du SMES**

Une bobine supraconductrice représente une réserve d'énergie sous forme électromagnétique pour fournir la puissance aux heures de pointe et réduire les capacités de production dans les grands réseaux ou pour constituer des sources impulsionnelles d'énergie à usages spécifiques (champs pulsés) souvent militaires (arme à énergie dirigée, lanceur d'engins).

Malgré un rendement élevé, une densité d'énergie importante et un temps de réponse extrêmement rapide comparé aux autres systèmes de stockage, une expérimentation à échelle significative (10GWh) se heurte au gigantisme des bobines (diamètre 2 km) dont seules des parois rocheuses en sous-sol peuvent supporter leurs contraintes mécaniques [3].

L'application visée était la modulation de la charge. Des SMES ont été dimensionnés dans le but de stocker, de la même façon que dans les barrages hydroélectriques, l'énergie produite pendant les heures de faible consommation. Mais le gigantisme des bobines nécessaires 1 km de diamètre, 18 000MWh stockés, rend difficile leur réalisation pratique [30].

En 1972 à Los Alamos National Laboratory, on a commencé des travaux d'expérimentation pour étudier la faisabilité de l'application des SMES dans les réseaux électriques. Ce n'est qu'en 1983 que le premier SMES a vu le jour avec la réalisation d'une installation de 30MJ Tacoma (Washington) par la compagnie d'électricité Bonneville Power Administration. Le dispositif a été testé sur un réseau 500kV durant une année où plus d'un million de cycles charge/décharge ont été effectués avec succès. A ce jour, il reste la seule unité SMES à être entièrement connectée à un réseau électrique [30]. Cela a montré l'efficacité des dispositifs SMES et leurs applications pour la stabilisation des réseaux électriques.

### **III.5 Configuration et principe de fonctionnement du SMES**

La figure III.3 décrit schématiquement la liaison SMES-réseau électrique. Le transfert d'énergie de l'un à l'autre et inversement se fait par l'intermédiaire d'une interface de transfert d'énergie.



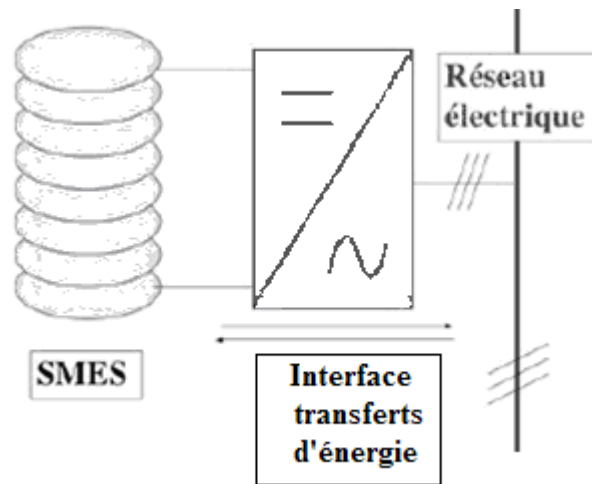


Figure III.3 : Principe simplifié du fonctionnement d'un SMES

La figure III.4 ci-dessous donne le schéma de principe de fonctionnement du SMES. Dans un premier temps, A fermé et B ouvert, la bobine est alimentée par une source de courant jusqu'à atteindre le courant nominal. Alors on ferme B, on abaisse le courant délivré par la source de courant et on ouvre A, l'énergie stockée est alors conservée dans le SMES avec des pertes nulles. Lorsqu'on souhaite utiliser cette énergie, on ouvre B et la charge est alors alimentée.

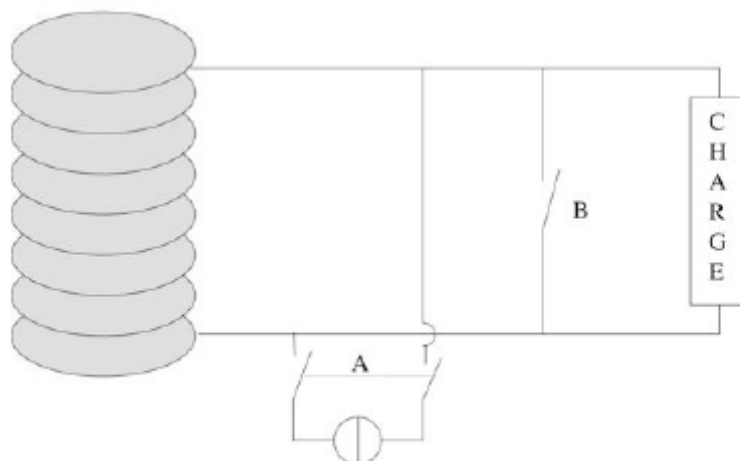


Figure III.4 : Principe de fonctionnement

Un dispositif SMES est constitué de trois principales parties [3, 32, 33,34] :

- La bobine supraconductrice.
- Les systèmes de protection et de refroidissement.
- L'interface d'échange de puissances constitué par un convertisseur et des transformateurs de puissances.

La figure III.5 schématise les différentes parties du système.

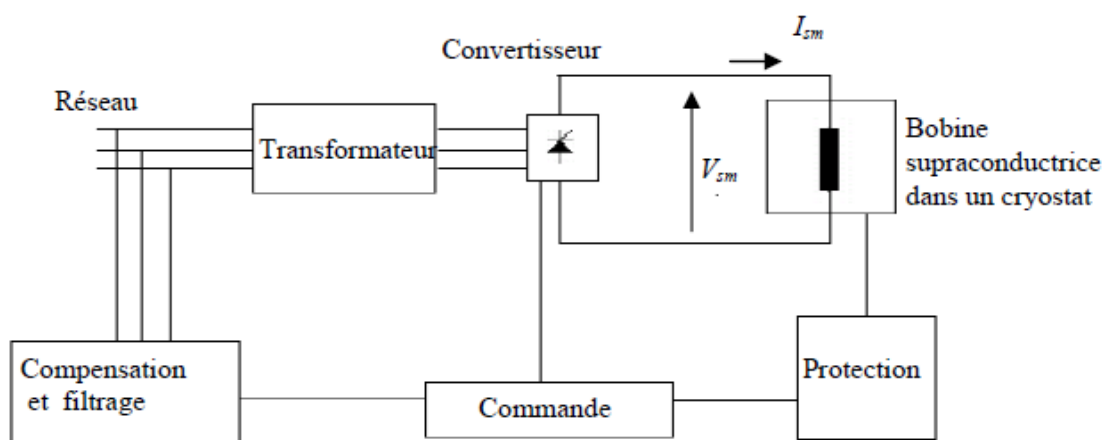


Figure III.5 : Eléments constitutifs du SMES

### III.5.1 Transformateurs

L'un des phénomènes liés à l'utilisation des convertisseurs dans les réseaux électriques est celui des harmoniques qui peuvent être très néfastes pour les réseaux électriques. Pour cela, on est amené à choisir la façon la plus commode pour le branchement de nos équipements afin de réduire ces risques.

Une méthode pour réduire ces harmoniques consiste à utiliser plusieurs ponts à convertisseurs afin d'obtenir des convertisseurs à 12 pulsations, 18 pulsations, 24 pulsations...

En utilisant un convertisseur triphasé alimenté par un transformateur couplé en triangle- étoile, la tension et le courant triphasé à son secondaire seront déphasés de  $30^\circ$  par rapport à ceux de son primaire. La figure III.6 montre l'allure de la tension et du courant dans ce cas.

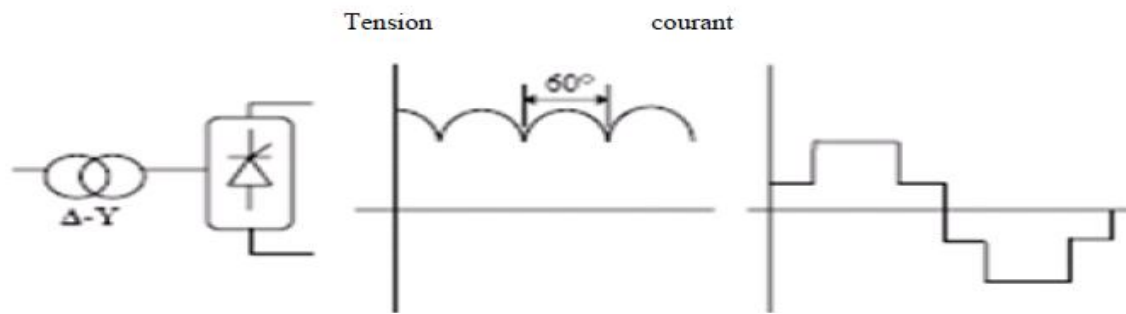


Figure III.6 : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif ( $\Delta/Y$ )

Si on choisit d'utiliser un convertisseur triphasé alimenté par un transformateur couplé en triangle-triangle, le déphasage entre la tension et le courant du primaire et ceux du secondaire sont nuls comme indiqué par la figure III.7 ci-dessous

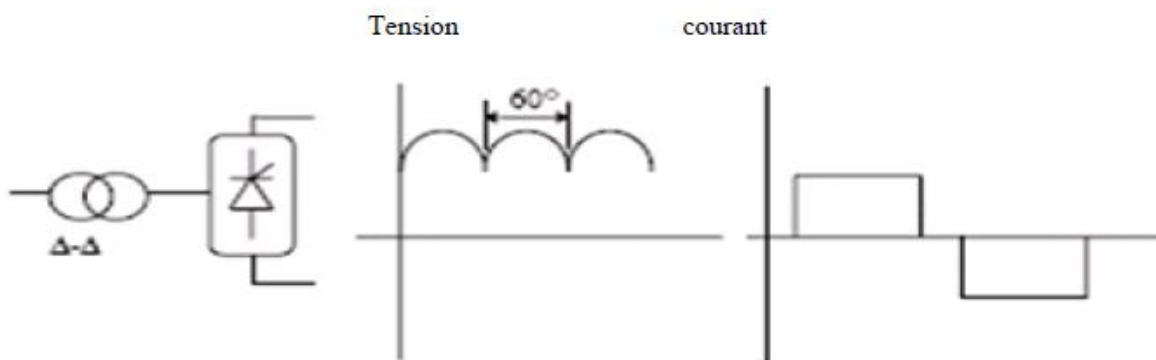


Figure III.7 : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif ( $\Delta/\Delta$ )

Le branchement indiqué dans la figure III.8 produit un déphasage de  $30^\circ$  entre les tensions aux secondaires de  $T_1$  et  $T_2$ . 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 déphasées de  $30^\circ$ . Un tel groupement de deux convertisseurs est appelé convertisseur à 12 pulsations. Ce déphasage de  $30^\circ$  a pour effet d'éliminer les 5e et 7e harmoniques des courants produits par les deux convertisseurs. Ces dernières ne seront donc pas injectées au réseau alternatif. [3]

La figure III.8 donne l'allure de la tension et du courant où on observe l'intérêt de ce montage à réduire les ondulations de ces signaux.

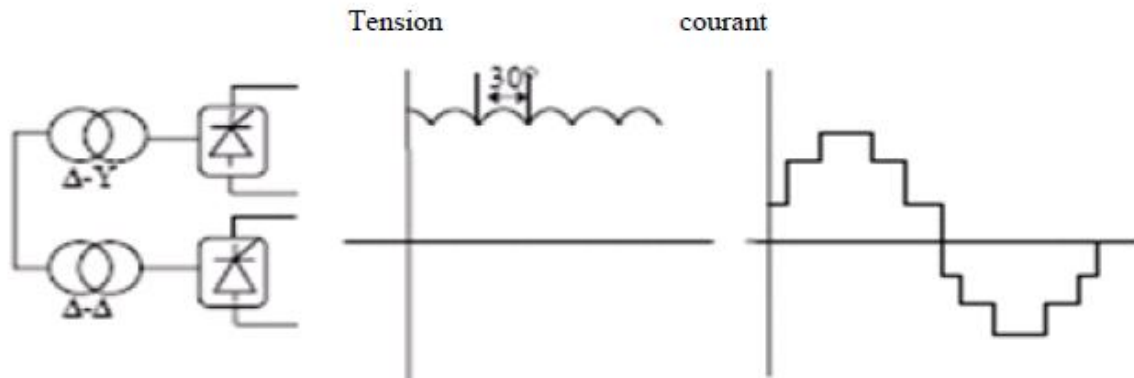


Figure III.8 : Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif  
(convertisseur à 12 pulsations)

De la même façon, ce déphasage élimine la 6e harmonique du côté c.c ce qui nous permet de réduire l'investissement lié à l'espace et aux dispositifs de filtrage.

### III.5.2 Convertisseur

Les échanges de puissance entre la bobine supraconductrice et le réseau se font à travers un convertisseur triphasé à base de thyristors et d'un transformateur de puissance [3].

#### III.5.2.1 Montage en pont simple

Considérons le montage de la figure III.9, où la bobine supraconductrice est reliée au réseau via un pont simple à thyristors connecté à un transformateur. La tension redressée  $V_{sm}$  aux bornes de la bobine supraconductrice est donnée par la relation suivante [3] :

$$V_{sm} = E_{d0} - X_c I_{sm} \quad (III.3)$$

Où

$X_c$  est la réactance de commutation des thyristors.

$E_{d0}$  est la tension redressée à vide.

$I_{sm}$  est le courant parcourant la bobine supraconductrice.

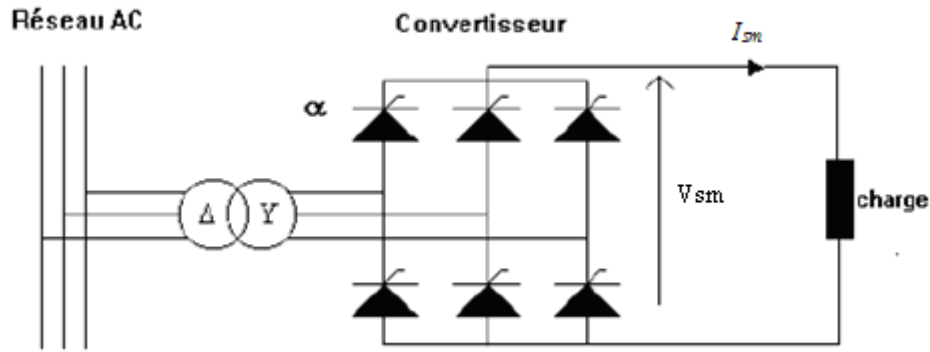


Figure III.9 : Montage en pont simple pour un SMES

Si on considère que  $V_{max}$  est l'amplitude de la tension triphasée d'alimentation du pont et  $\alpha$  l'angle d'amorçage des thyristors, on aura alors :

- pour un couplage étoile du secondaire du transformateur.

$$E_{d0} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_{max} \cos \alpha \quad (III.4)$$

- Pour un couplage triangle du secondaire du transformateur.

$$E_{d0} = \frac{3}{\pi} V_{max} \cos \alpha \quad (III.5)$$

Si on suppose que les chutes de tensions dues à la réactance de commutation sont négligeables, l'échange de puissance active avec le réseau s'écrit sous la forme :

$$P_{sm} = V_{sm} I_{sm} = E_{d0} I_{sm} \quad (III.6)$$

En posant :

Dans le cas du couplage étoile :  $E_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_{max}$

Dans le cas du couplage triangle :  $E_d = \frac{3}{\pi} V_{max}$

La puissance active s'écrit alors sous la forme :

$$P_{sm} = E_d I_{sm} \cos \alpha \quad (\text{III.7})$$

De la même manière on obtient la puissance réactive échangée avec le réseau :

$$Q_{sm} = E_d I_{sm} \sin \alpha \quad (\text{III.8})$$

Les échanges d'énergie entre la bobine et le réseau sont commandés par la variation de l'angle d'amorçage  $\alpha$ .

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 III.10 représente le domaine de variation des puissances (P, Q) d'un pont simple à thyristors où la puissance réactive est toujours positive (circulant du réseau vers la charge coté continue). Les puissances actives et réactives sont couplées puisque liées par le même angle d'amorçage.

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  $140^\circ$

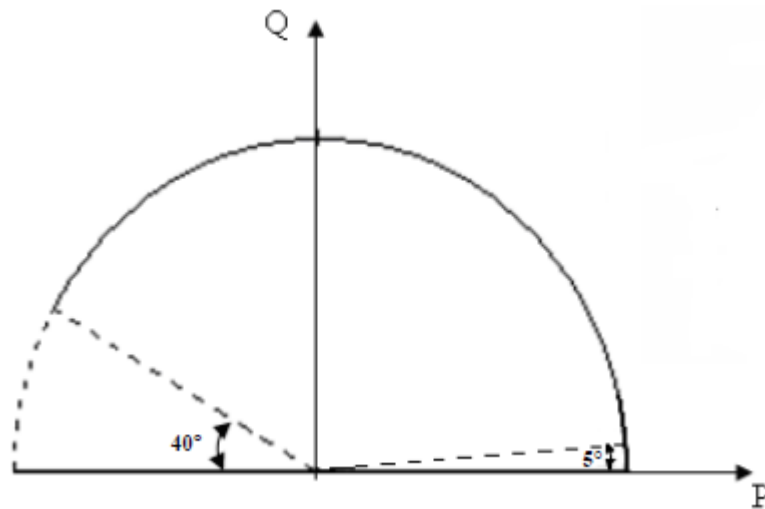


Figure III.10 : Domaine (P, Q) d'un pont simple à thyristors

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. L'extension du domaine d'échange d'énergie est obtenue avec un montage plus complexe (commutation forcée). Le balayage dans les quatre quadrants du domaine (P, Q) se fait également sur un arc de cercle comme le montre la figure III.11 et ce à cause du couplage des puissances active et réactive.

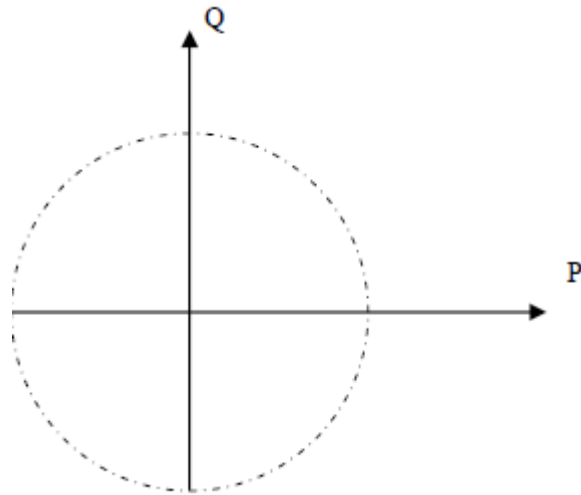


Figure III.11 : Domaine (P, Q) d'un pont simple à thyristors GTO.

### III.5.2.2 Montage en pont double

Pour avoir des puissances actives et réactives découplées, on rajoute un deuxième pont commandé indépendamment du premier, et en série avec ce dernier comme le montre la figure III.12 [3, 37,38, 39].

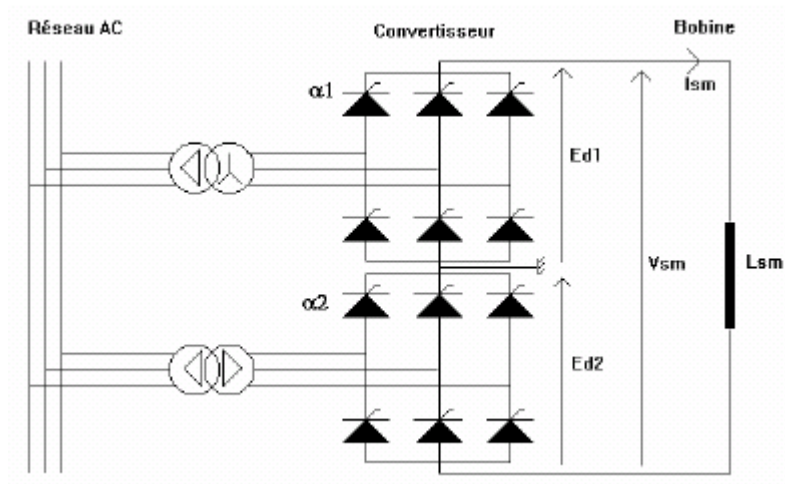


Figure III.12 : Montage en pont double à thyristors GTO

La tension  $V_{sm}$  aux bornes de la bobine supraconductrice est telle que :

$$V_{sm} = L_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} \tag{III.9}$$

Où  $L_{sm}$  et  $I_{sm}$  sont respectivement l'inductance de la bobine et le courant de charge. En considérant le schéma de la figure III.12, l'expression de la tension  $V_{sm}$  est telle que :

$$V_{sm} = E_{d1} + E_{d2} \quad (III.10)$$

Où  $E_{d1}$  et  $E_{d2}$  sont les tensions cotées continues des deux convertisseurs 1 et 2. Ces tensions sont exprimées en fonction des angles d'amorçage  $\alpha_1$  et  $\alpha_2$ . Leurs expressions sont telles que

$$E_{d1} = V_{sm0} \cos \alpha_1 \quad (III.11)$$

$$E_{d2} = V_{sm0} \cos \alpha_2 \quad (III.12)$$

Tenant compte de (III.10), on obtient :

$$V_{sm} = V_{sm0} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (III.13)$$

Les puissances active et réactive absorbées ou fournies par le SMES sont données par les relations ci-dessous :

$$P_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (III.14)$$

$$Q_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} (\sin \alpha_1 + \sin \alpha_2) \quad (III.15)$$

Les équations précédentes peuvent être transformées sous la forme suivante :

$$P_{sm} = 2V_{sm0} I_{sm0} \cos\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \cos\left(\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2}\right) \quad (III.16)$$

$$Q_{sm} = 2V_{sm0} I_{sm0} \sin\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \cos\left(\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2}\right) \quad (III.17)$$

En divisant l'équation (III.17) par l'équation (III.16)

$$\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) = \frac{Q_{sm}}{P_{sm}} \quad (III.18)$$

De l'équation (III.18), on peut tracer le triangle des puissances.

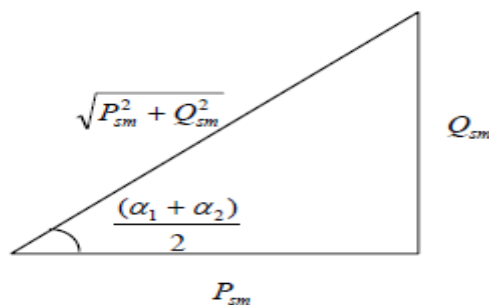


Figure III.13 : Triangle des puissances



A partir de la figure III.13, on peut déduire l'expression suivante :

$$\frac{(\alpha_1 + \alpha_2)}{2} = \arccos \left( \frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}} \right) \quad (III.19)$$

En substituant l'équation (III.16) dans l'équation (III.19), on déduit la relation ci-dessous

$$\frac{(\alpha_1 - \alpha_2)}{2} = \arccos \left( \frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0} I_{sm0}} \right) \quad (III.20)$$

On peut déterminer les expressions des angles d'amorçage des convertisseurs 1 et 2 qui sont respectivement :

$$\alpha_1 = \arccos \left( \frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}} \right) + \arccos \left( \frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0} I_{sm}} \right) \quad (III.21)$$

$$\alpha_2 = \arccos \left( \frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}} \right) - \arccos \left( \frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0} I_{sm}} \right) \quad (III.22)$$

La commande à angles d'amorçage  $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha$ , est schématisée par la figure III.14 ci-dessous [3, 36, 40,41] :

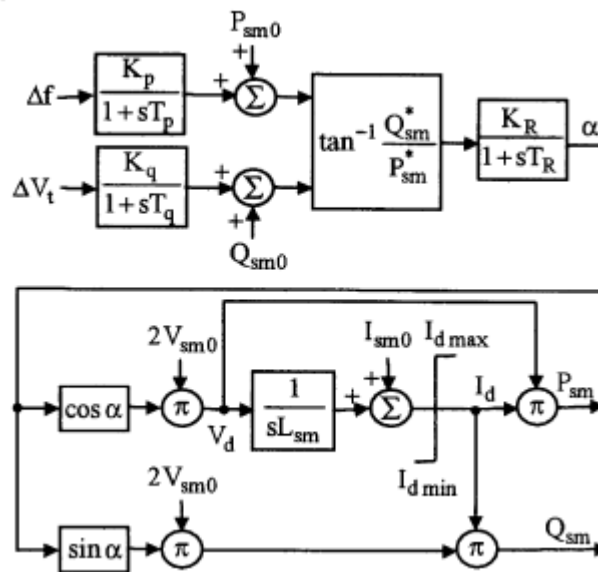


Figure III.14 : Configuration de commande à angles d'amorçage égaux

### **III.5.3 Bobine supraconductrice**

La bobine supraconductrice est composée de filaments de quelques microns de diamètre en Niobium Titane (Nb-Ti). Ces derniers sont enfermés dans une matrice en cuivre (Cu) qui constitue le support mécanique des conducteurs et sert à séparer les filaments NB-Ti. Elle isole électriquement les filaments en constituant une barrière de résistance qui réduit les pertes pendant la charge et la décharge. Enfin elle participe à la conduction pendant les périodes transitoires où le supraconducteur ne conduit pas et s'achemine vers l'état normal de supraconductivité, elle assure également la stabilité thermique. La bobine est enfermée dans un cryostat rempli d'hélium liquide qui la maintient à une température voisine de 4°K [31].

### **III.5.4 Systèmes de protection et de refroidissement**

Dans les applications de la supraconductivité, on utilise couramment l'hélium liquide comme source froide, ce qui nécessite de remplir régulièrement les réservoirs. L'apparition des cryoréfrigérateurs a permis le développement des bobines supraconductrices avec une cryogénie intégrée et transparente pour l'utilisateur.

Le refroidissement à 20°K peut également être assuré par de l'hydrogène liquide. Pour extraire 20 Watts de pertes, soit la puissance du cryoréfrigérateur bobine à 15°K, on va évaporer 2,3 litres par heure d'hydrogène liquide. Ceci est important si on considère par exemple le maintien en froid pendant une nuit de 10 heures, soit 23 litres d'hydrogène liquide, et si on considère la fréquence des manipulations de réservoirs d'hydrogène liquide qui demandent de grandes précautions dues à l'inflammabilité du gaz.

En cas de défaut de la réfrigération ou du convertisseur, un système de protection permet de décharger la bobine supraconductrice dans une résistance.

### **III.5.5 Compensation et filtrage**

Les convertisseurs étant polluants, il est nécessaire de disposer d'un système de filtrage des harmoniques que le SMES sera amené à injecter dans le réseau. La bobine constituant une charge réactive, on doit donc ajouter un système de compensation de l'énergie réactive.

Parmi les avantages indiscutables du SMES il y a [36] :

- Un temps de réponse très court
- Opération de charge et décharge rapide et pas limitée en fréquence

- Décharge totale sans problèmes
- Contrôle des puissances actives ou réactives
- Haut rendement
- Longue durée de vie
- Pas de problèmes environnementaux, les champs magnétiques parasites pouvant être évités avec une géométrie adéquate.

### **III.6 Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons donné un aperçu sur l'historique du développement du SMES, et examiné les contraintes liées à la réalisation d'un tel dispositif. Nous avons cité les types d'un tel dispositif. Nous avons décrit sa configuration, donné son principe de fonctionnement et justifié le couplage des transformateurs entre le réseau et les convertisseurs en fonction de l'échange de puissance réseau-bobine. Enfin, la commande des angles d'amorçage a été établie.

## IV.1 Introduction

Nous présentons dans ce chapitre la commande de l'UPFC. Nous étudions également son impact sur l'écoulement de puissances afin de vérifier sa performance. L'apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité du réseau perturbé est également examiné comme l'est aussi celui du SMES. Ces deux apports sont étudiés séparément pour ensuite combiner l'action des deux dispositifs agissant simultanément.

## IV.2 Examen de la commande de l'UPFC dans un réseau électrique

Dans le but d'évaluer les performances du modèle de l'UPFC retenu, on l'insère dans le réseau test de la figure IV.1 ci-dessous :

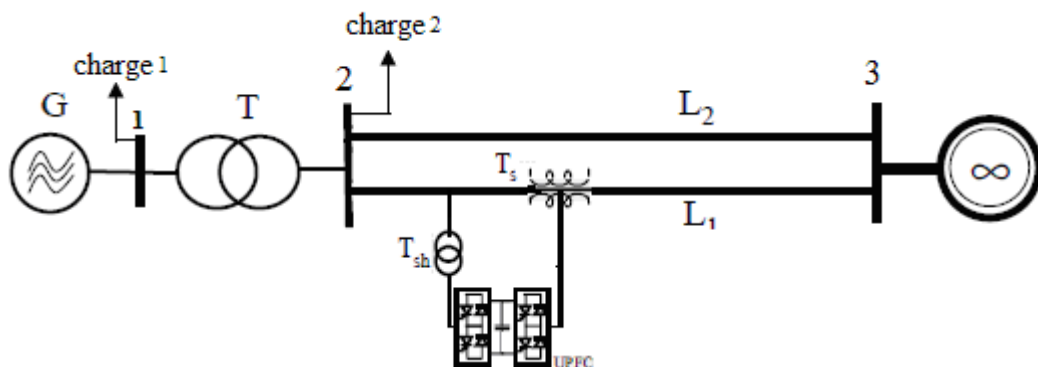


Figure IV.1 : Emplacement de l'UPFC

On étudie le comportement des deux convertisseurs de l'UPFC branché sur la ligne de transport d'énergie électrique par la variation des puissances active et réactive qui circulent dans le réseau. Le modèle de l'UPFC dans le réseau est donné par la figure IV.2 ci-dessous :

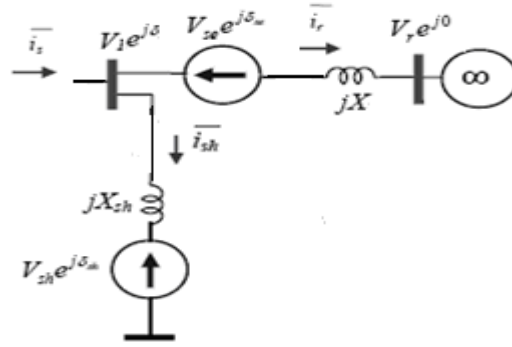


Figure IV.2 : Réseau électrique avec UPFC

Les courants  $\bar{i}_r$  et  $\bar{i}_{sh}$  sont tels que :

$$\bar{i}_r = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_r - \bar{V}_{se}}{jX} \quad (\text{IV.1})$$

$$\bar{i}_{sh} = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_{sh}}{jX_{sh}} \quad (\text{IV.2})$$

La puissance transmise dans le réseau est :

$$S = \bar{V}_1 (\bar{i}_r + \bar{i}_{sh})^* \quad (\text{IV.3})$$

$$= \frac{\bar{V}_1 \bar{V}_1^* - \bar{V}_1 \bar{V}_r^* - \bar{V}_1 \bar{V}_{se}^*}{-jX} + \frac{\bar{V}_1 \bar{V}_1^* - \bar{V}_1 \bar{V}_{sh}^*}{-jX_{sh}} \quad (\text{IV.4})$$

$$= \left[ \frac{V_1 V_r \sin(\delta) + V_1 V_{se} \sin(\delta - \delta_{se})}{X} + \frac{V_1 V_{sh} \sin(\delta - \delta_{sh})}{X_{sh}} \right] + j \left[ \frac{V_1^2}{X} + \frac{V_1^2}{X_{sh}} - \frac{V_1 V_r \cos(\delta) - V_1 V_{se} \cos(\delta - \delta_{se})}{X} - \frac{V_1 V_{sh} \cos(\delta - \delta_{sh})}{X_{sh}} \right] \quad (\text{IV.5})$$

$$P_s = \frac{V_1 V_r \sin(\delta) + V_1 V_{se} \sin(\delta - \delta_{se})}{X} + \frac{V_1 V_{sh} \sin(\delta - \delta_{sh})}{X_{sh}} \quad (\text{IV.6})$$

$$Q_s = \frac{V_1^2}{X} + \frac{V_1^2}{X_{sh}} - \frac{V_1 V_r \cos(\delta) - V_1 V_{se} \cos(\delta - \delta_{se})}{X} - \frac{V_1 V_{sh} \cos(\delta - \delta_{sh})}{X_{sh}} \quad (\text{IV.7})$$

La commande de l'UPFC est évaluée en agissant sur les puissances active et réactive qu'on variera. Les puissances transmises initiales active et réactive sont égales respectivement à  $P=1.9\text{pu}$  et à  $Q=0.8\text{pu}$ . La commande est évaluée dans 3 cas :

- a) variation de la puissance active et maintien de la puissance réactive.
- b) variation de la puissance réactive et maintien de la puissance active.
- c) variation des deux puissances.

Les paramètres de l'UPFC sont [13]:

$$R_{sh}=0.1 \Omega, R'_{se}=0.1 \Omega, L_{sh}=0.01\text{mH}, L'_{se}=0.01\text{mH}, V_{dc}=300\text{V}, F_{porteuse}=1050\text{Hz}$$

### IV.2.1 Variation de la puissance active

A l'instant  $t=1.5\text{s}$  on diminue la puissance active qui passe de la valeur  $P=1.9\text{pu}$  à la valeur  $P=1.6\text{pu}$  pour reprendre sa valeur à  $t=3\text{s}$ . La puissance réactive est maintenue à la valeur  $Q=0.8\text{pu}$ .

Les figures IV.3 et IV.4 montrent que les consignes sont respectées.

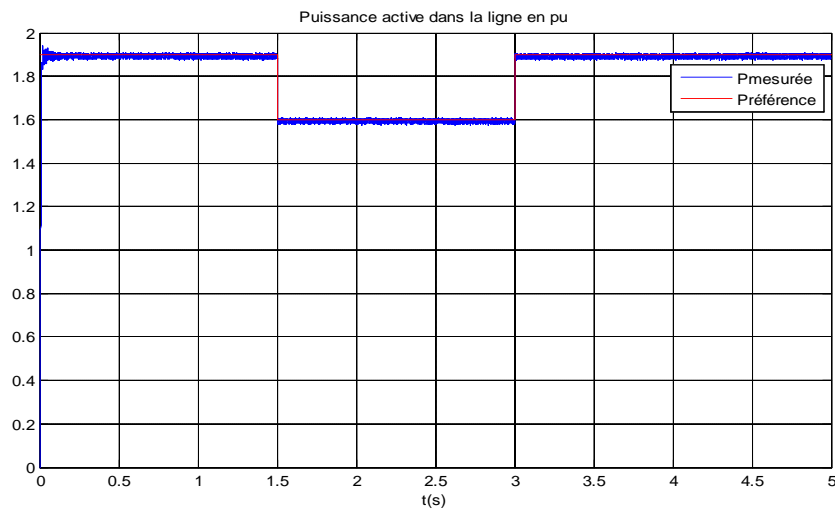


Figure IV.2 : Comportement de la puissance active

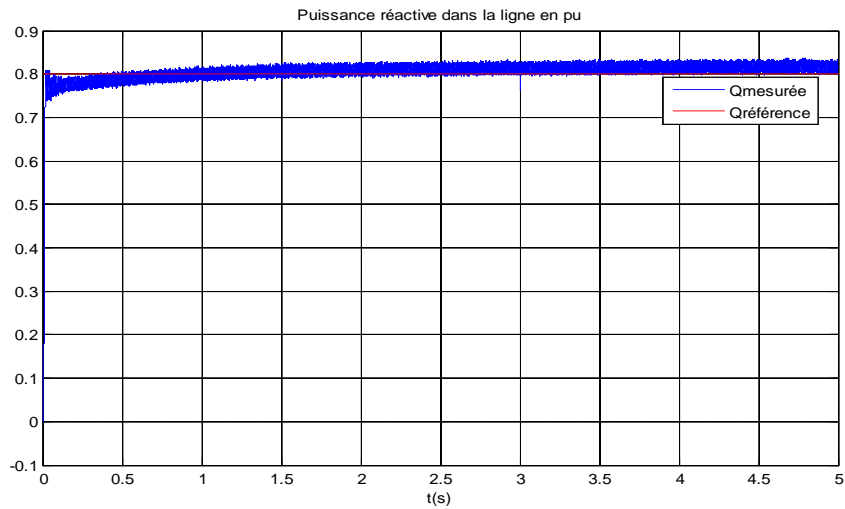


Figure IV.3 : Comportement de la puissance réactive

La diminution de la puissance active entraîne une diminution de la tension série  $V_{se}$  du SSSC comme le montre la figure IV.4 une diminution de courant injecté  $i_{sh}$  par le STATCOM comme le montre la figure IV.5. Ces deux diminutions sont conformes à leurs contributions respectives dans la puissance active  $P_s$  transmise donnée par la relation IV.6.

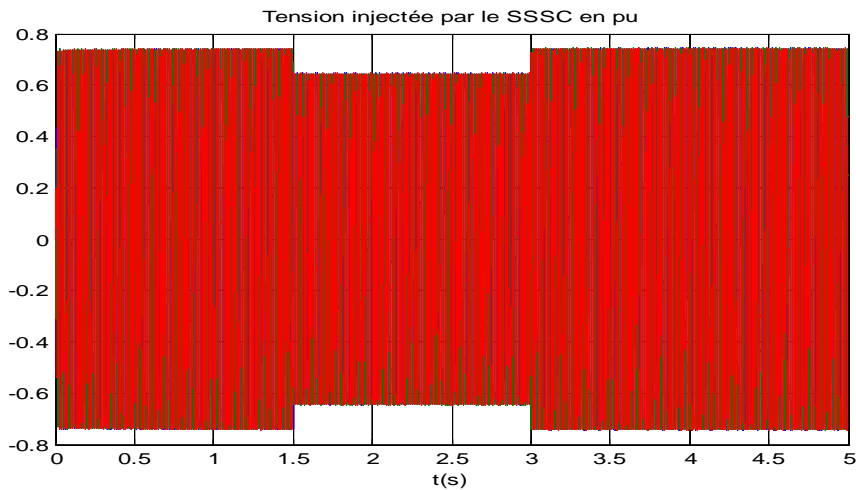


Figure IV.4 : Comportement de la tension injecté par la partie série

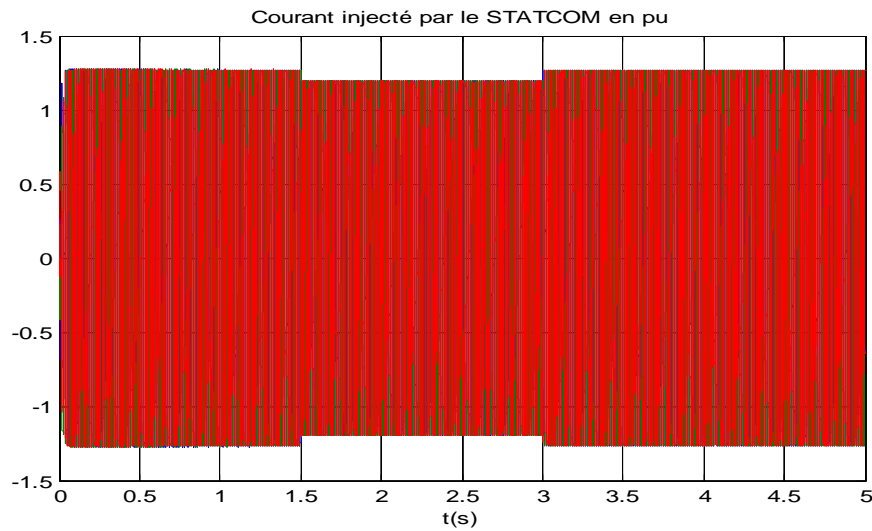


Figure IV.5 : Comportement du courant injecté par la partie shunt

La tension aux bornes du condensateur est maintenue constante comme le montre la figure IV.6.

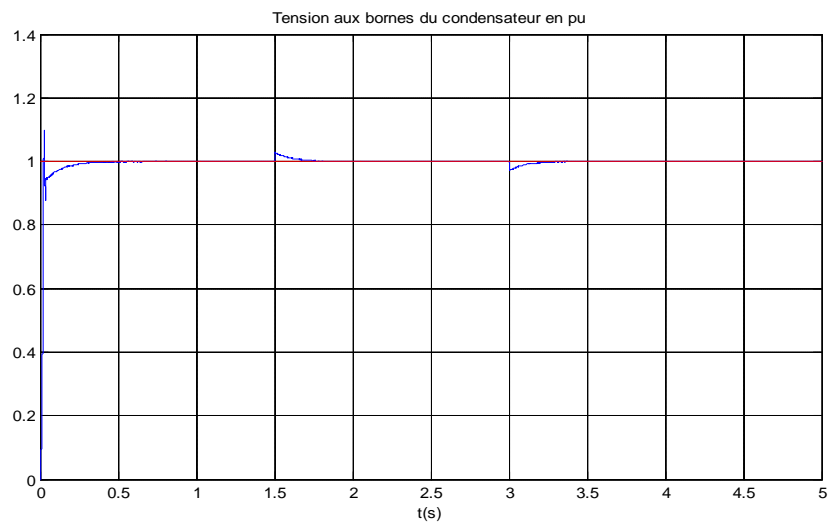


Figure IV.6 : Comportement de la tension aux bornes du condensateur

#### IV.2.2 Variation de la puissance réactive

A l'instant  $t=1.5s$  on diminue la puissance réactive qui passe de la valeur  $Q=0.8pu$  à la valeur  $0.6pu$  pour reprendre sa valeur initiale à  $t=3s$ . La puissance active est maintenue à la valeur  $P=1.9pu$ .

Les figures IV.7 et IV.8 montrent que les consignes sont respectées.



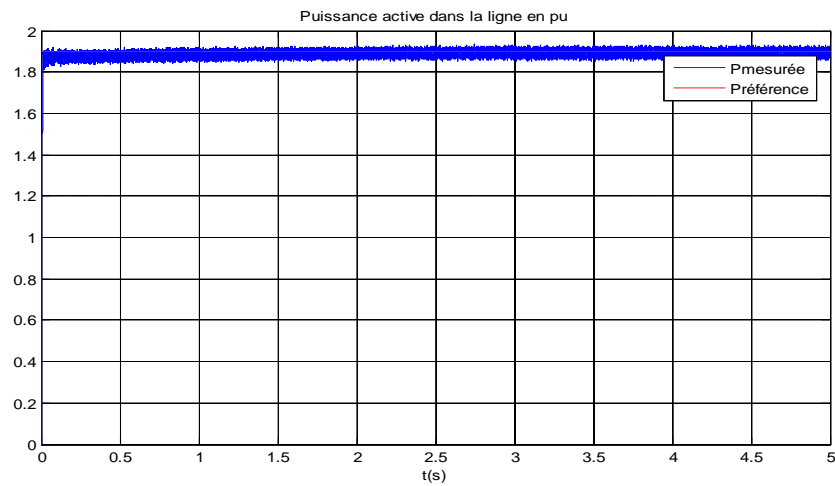


Figure IV.7 : Comportement de la puissance active

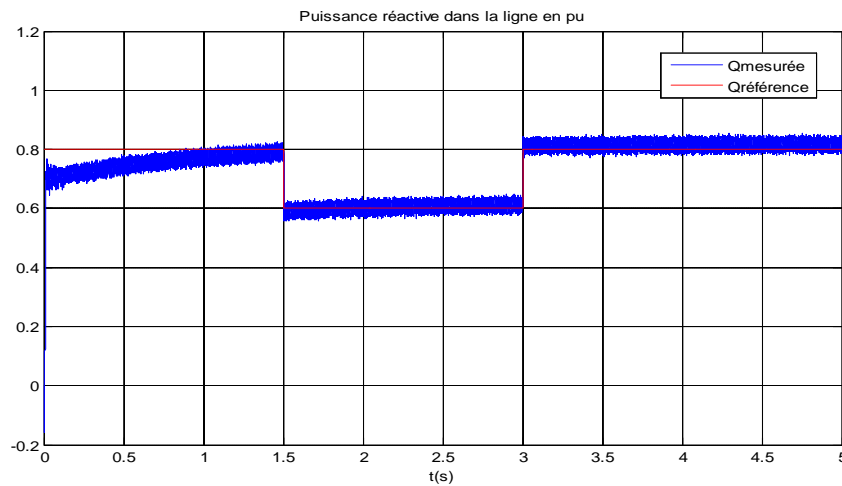


Figure IV.8 : Comportement de la puissance réactive

La diminution de la puissance réactive entraîne une diminution de la tension série  $V_{se}$  du SSSC comme le montre la figure IV.9 tandis que le courant injecté  $i_{sh}$  par le STATCOM reste constant comme le montre la figure IV.10. Ces résultats sont conformes à leurs contributions respectives dans la puissance réactive  $Q_s$  transmise donnée par la relation IV.7.

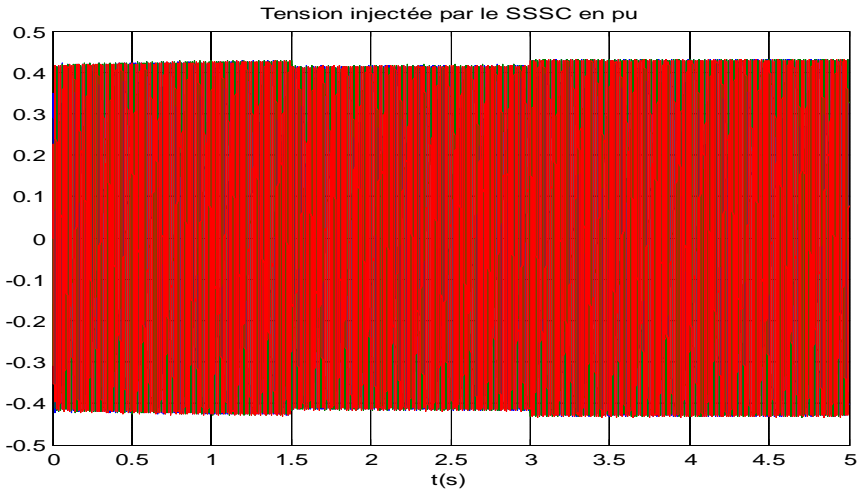


Figure IV.9 : Comportement de la tension injecté par la partie série

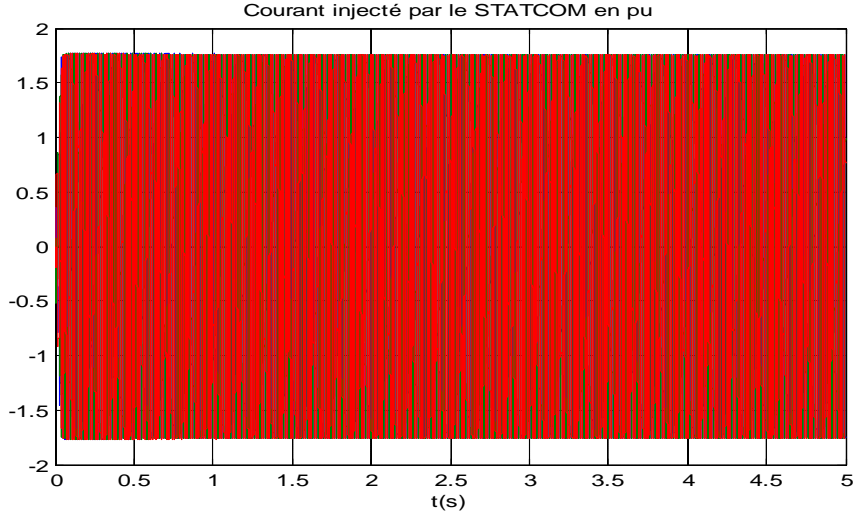


Figure IV.10 : Comportement du courant injecté par la partie shunt

La tension aux bornes du condensateur est maintenue constante comme le montre la figure IV.11.

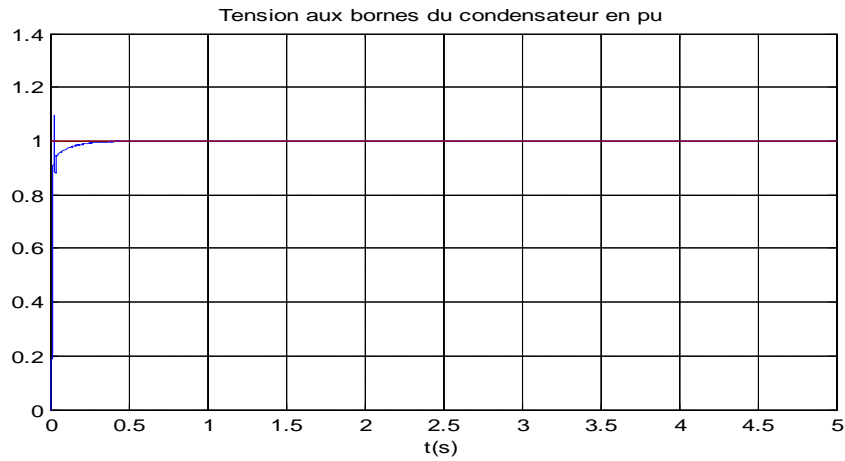


Figure IV.11 : Comportement de la tension aux bornes du condensateur

### IV.2.3 Variation simultanée des puissances active et réactive

A l'instant  $t = 1.5\text{s}$  on diminue la puissance active qui passe de la valeur  $P=1.9\text{pu}$  à la valeur  $P=1.5\text{pu}$  pour reprendre sa valeur initiale à  $t=3\text{s}$  et on augmente la puissance réactive qui passe de la valeur  $Q=0.8\text{pu}$  à la valeur  $Q=0.9\text{pu}$  pour reprendre sa valeur initiale à  $t=3\text{s}$ . Les figures IV.12 et IV.13 montrent que les consignes sont respectées.

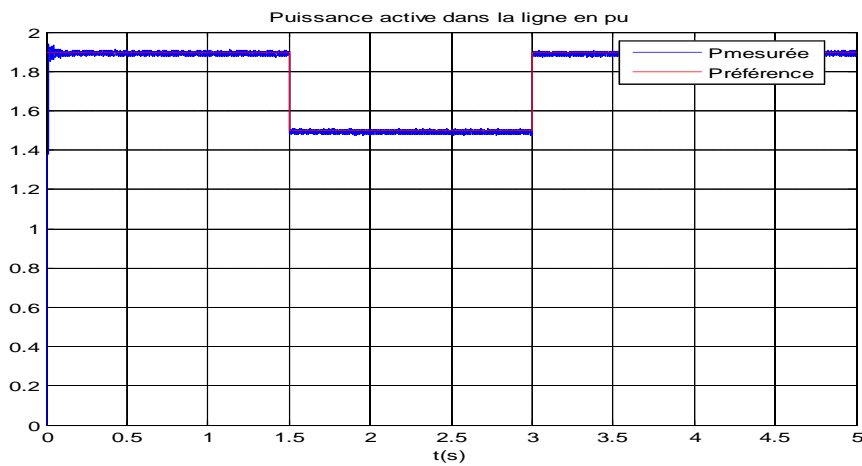


Figure IV.12 : Comportement de la puissance active

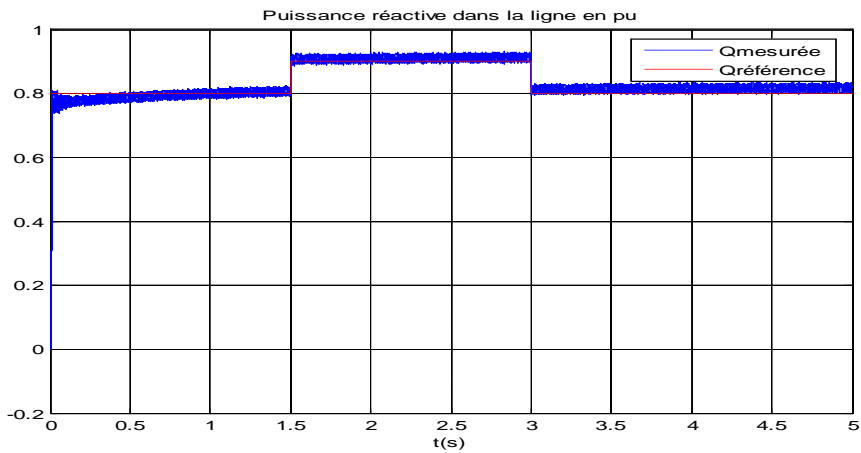


Figure IV.13 : Comportement de la puissance réactive

La diminution de la puissance active et l'augmentation de la puissance réactive entraîne une diminution de la tension série  $V_{se}$  du SSSC comme le montre la figure IV.14 et une diminution du courant injecté  $i_{sh}$  par le STATCOM comme le montre la figure IV.15. Ces résultats sont conformes à leurs contributions respectives dans la puissance active  $P_s$  et réactive  $Q_s$  transmises donnée par les relations IV.6 et IV.7.

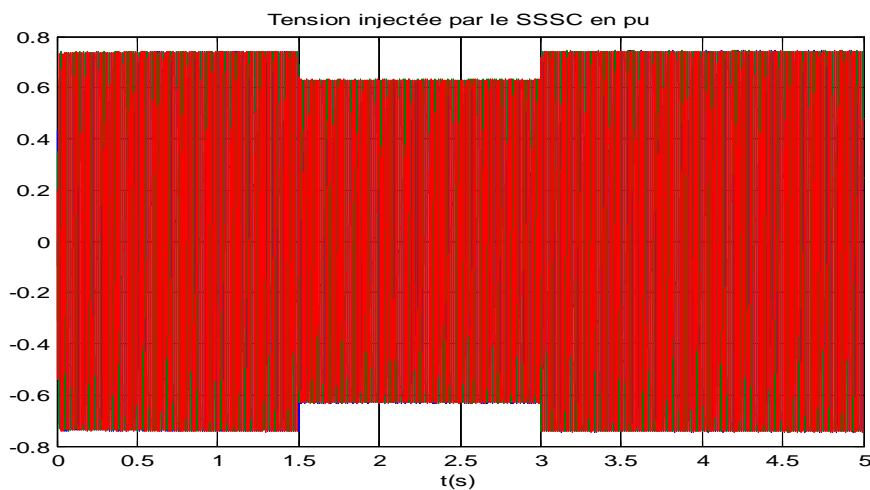


Figure IV.14 : Comportement de la tension injecté par la partie série

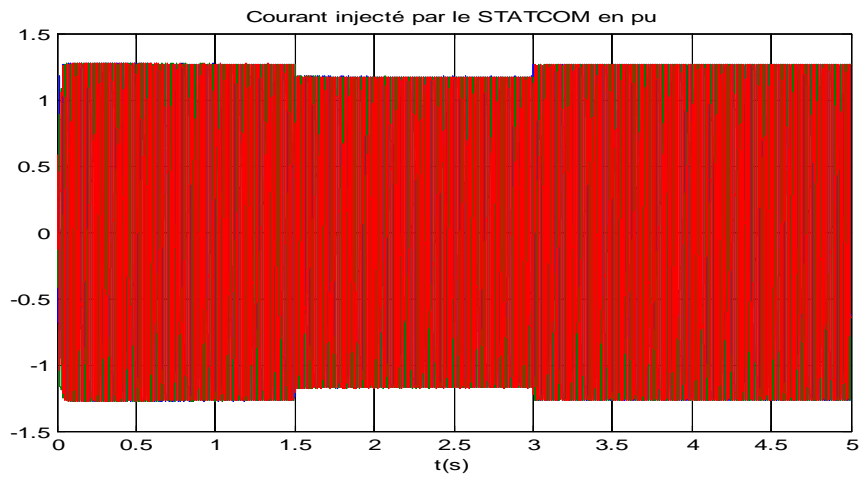


Figure IV.15 : Comportement du courant injecté par la partie shunt

La tension aux bornes du condensateur est maintenue constante comme le montre la figure IV.16.

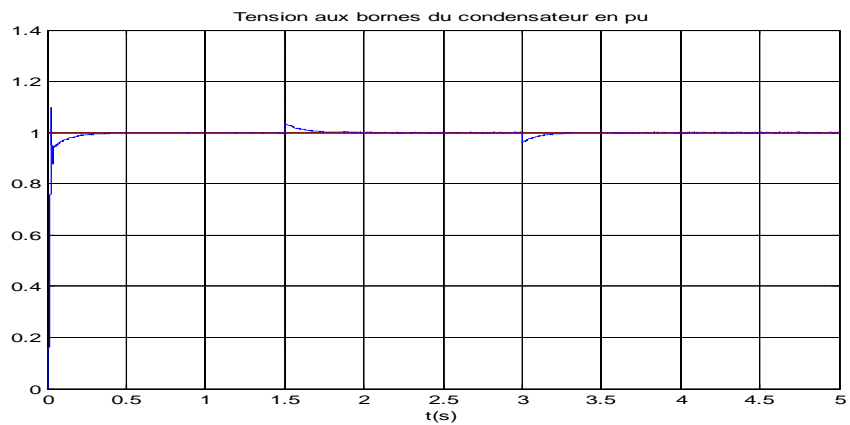


Figure IV.16 : Comportement de la tension aux bornes du condensateur

### IV.3 Impact de l'UPFC sur le réseau en régime permanent.

La circulation de puissances dans le réseau en l'absence de l'UPFC est donnée par la figure IV.17

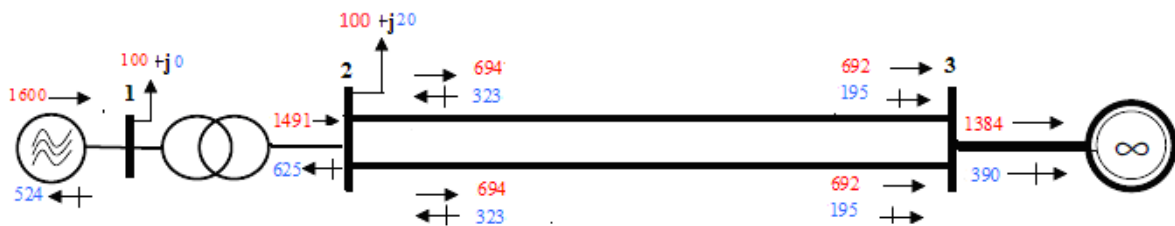


Figure IV.17 : Circulation de puissance sans UPFC

Nous introduisons l'UPFC dans la ligne L2 à 100 km du nœud 2 pour imposer sur la ligne un transit de puissance active de 300 MW et une puissance réactive de 100 MVAR afin de la décharger. La figure IV.18 ci-dessous montre le nouveau transit de puissances dans le réseau. L'UPFC répond bien aux consignes de transit de puissances fixées.

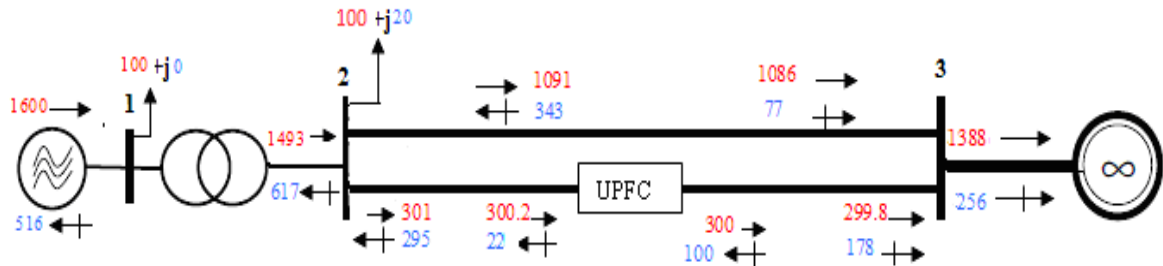


Figure IV.18 : Circulation de puissance avec UPFC

#### IV.4 Impact de l'UPFC sur le réseau perturbé en grands mouvements.

Nous avons vu précédemment que le système non régulé perd sa stabilité pour une durée de défaut égale à 236ms et qu'équipé de la régulation conventionnelle, il devient instable si la durée du défaut atteint 301ms. Nous examinons ici l'impact de l'UPFC sur le réseau soumis à ces deux défauts, les courts circuits et l'UPFC étant localisés tous deux au nœud 2 comme indiqué sur la figure IV.19 ci-dessous :

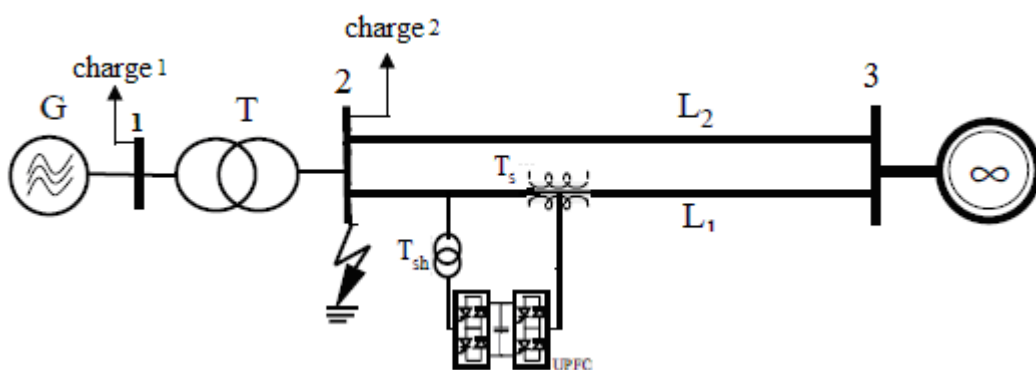


Figure IV.19 : Schéma global du réseau monomachine avec l'UPFC

#### IV.4.1 Défaut triphasé équilibré de durée 236 ms

Nous simulons le comportement du réseau avec le générateur équipé de la régulation conventionnelle (régulation de tension, régulation de vitesse et PSS) telle que décrite dans le chapitre I.

Les figures IV.20 à IV.23 indiquent les résultats obtenus quand le réseau n'est pas équipé de l'UPFC (courbes en bleu) et quand celui-ci est introduit dans le réseau (courbes en rouge).

Les résultats montrent nettement l'apport bénéfique de l'UPFC à la stabilité du réseau et ce par le meilleur amortissement des oscillations dans un temps n'excédant pas 2s.

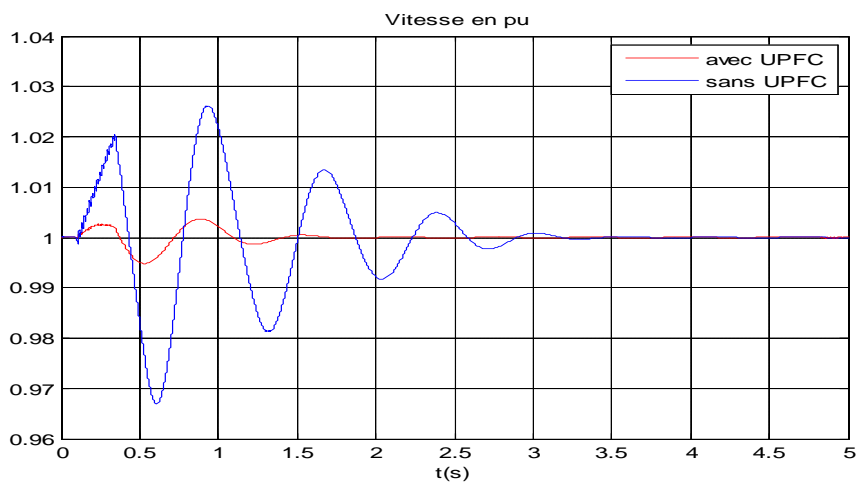


Figure IV.20 : Comportement de la vitesse

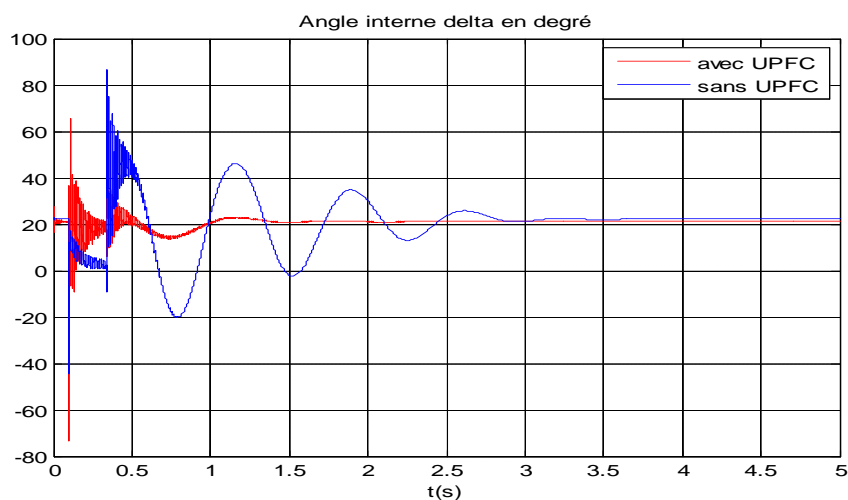


Figure IV.21 : Comportement de l'angle de charge

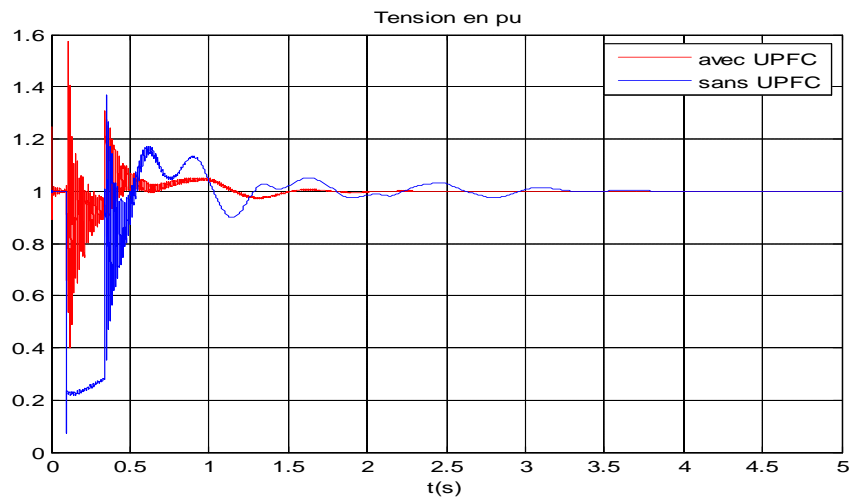


Figure IV.22 : Comportement de la tension

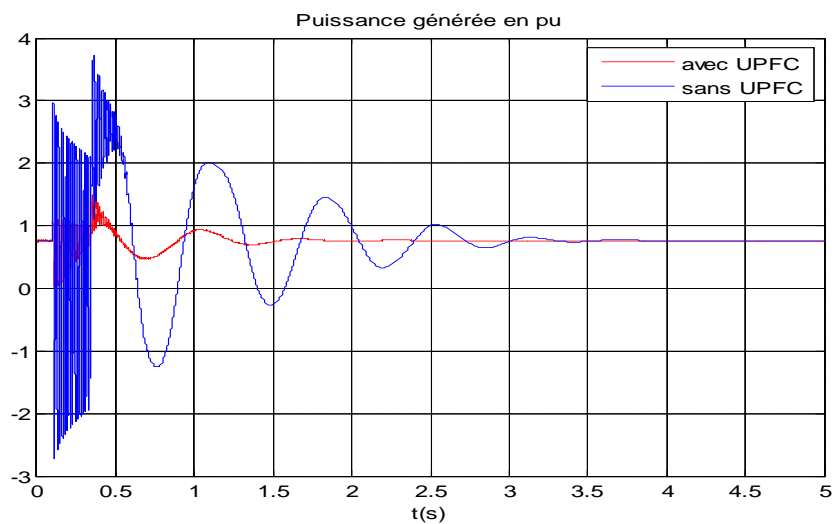


Figure IV.23 : Comportement de la puissance électrique.

#### IV.4.2 Défaut triphasé équilibré de durée 301 ms

Si on augmente le temps d'élimination du défaut de 236ms à 301ms, on obtient les résultats donnés par les figures IV.24 à IV.27. Ces résultats montrent que pour une telle durée, la régulation conventionnelle utilisée (AVR, Régulation de vitesse et PSS) n'arrive pas à maintenir la stabilité du réseau (courbes en bleu) alors que l'UPFC maintient la stabilité du réseau (courbes en rouge). Ceci atteste de l'efficacité d'un tel dispositif en régime de perturbation sévère où la régulation conventionnelle s'avère impuissante.



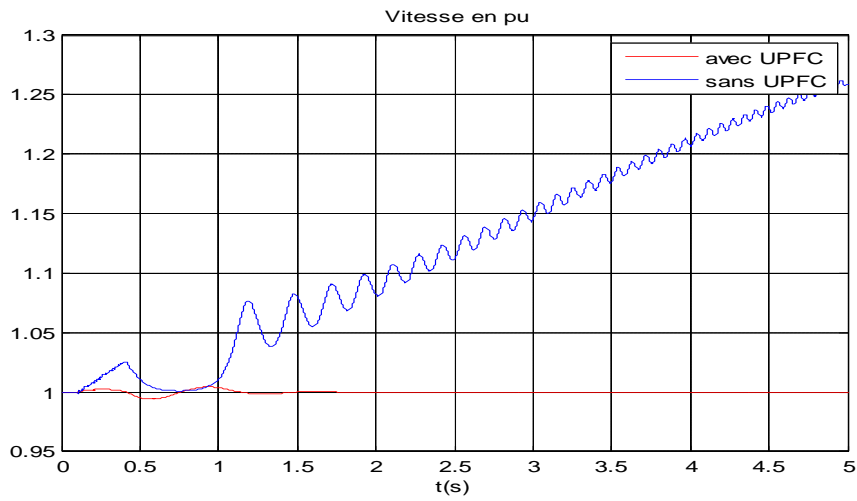


Figure IV.24 : Comportement de la vitesse

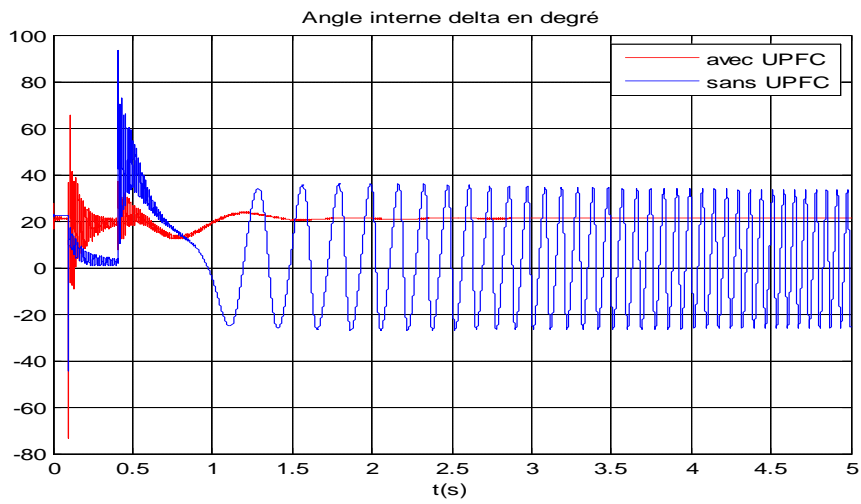


Figure IV.25 : Comportement de l'angle de charge

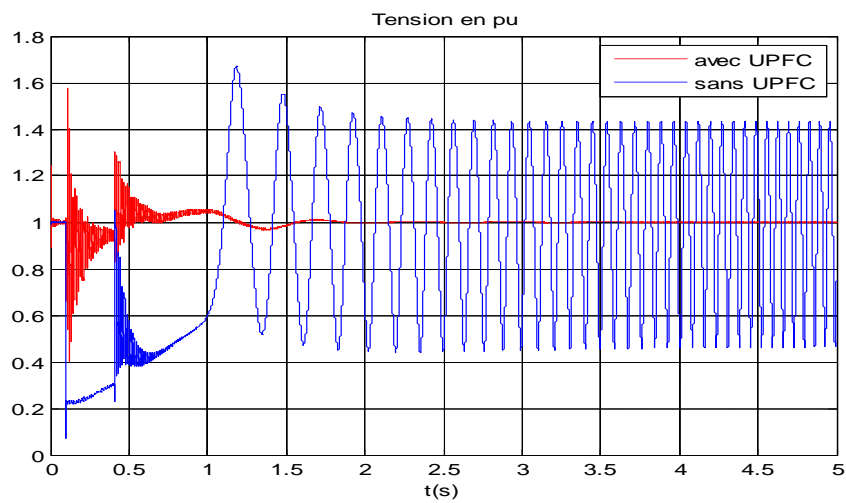


Figure IV.26 : Comportement de la tension

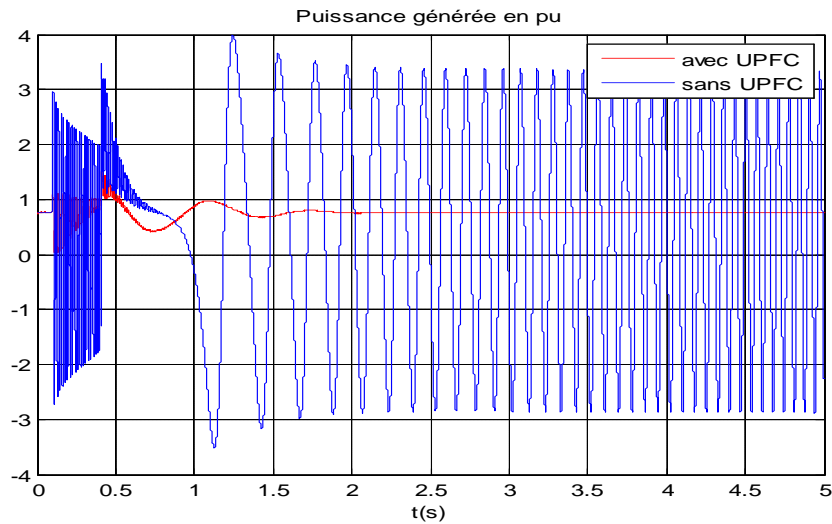


Figure IV.27 : Comportement de la puissance électrique.

### IV.5 Impact de la localisation de l'UPFC

Nous examinons ici l'effet de l'UPFC sur le réseau selon sa localisation dans ce dernier par rapport à la situation du défaut.

Nous considérons un court-circuit triphasé symétrique de durée 236 ms au nœud 2, l'UPFC sera installé à 100km du défaut. Son impact sur le réseau perturbé a été examiné précédemment. Les figures IV.28 à IV.31 montrent les résultats obtenus pour l'UPFC localisé respectivement au nœud 2 et à 100km du défaut.

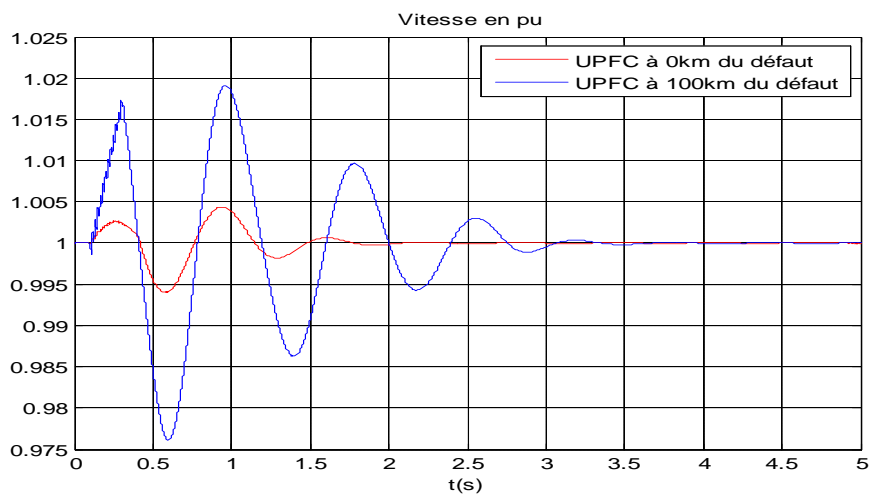


Figure IV.28 : Comportement de la vitesse

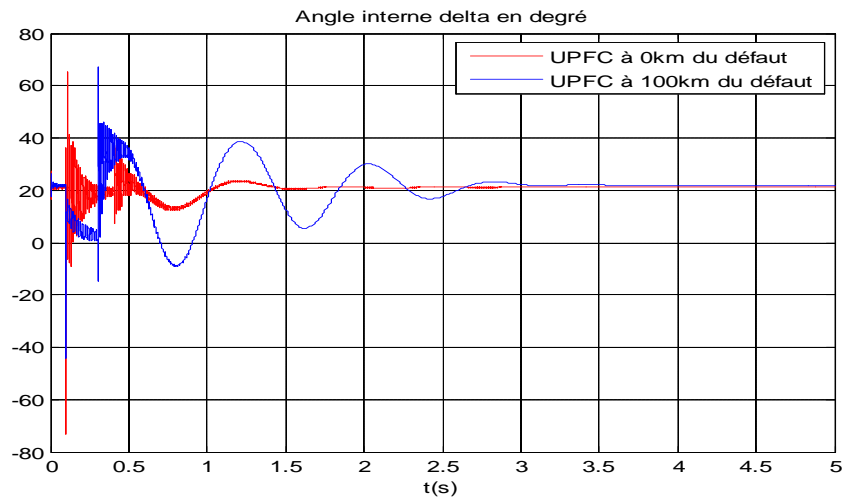


Figure IV.29 : Comportement de l'angle de charge

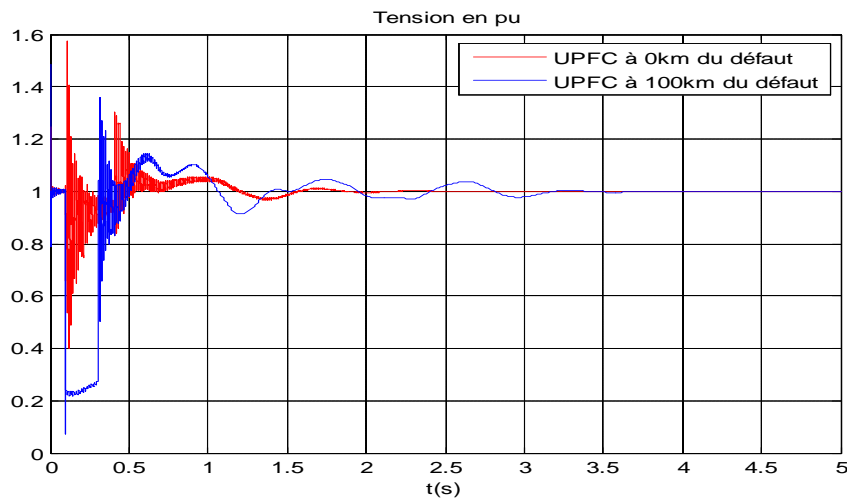


Figure IV.30 : Comportement de la tension

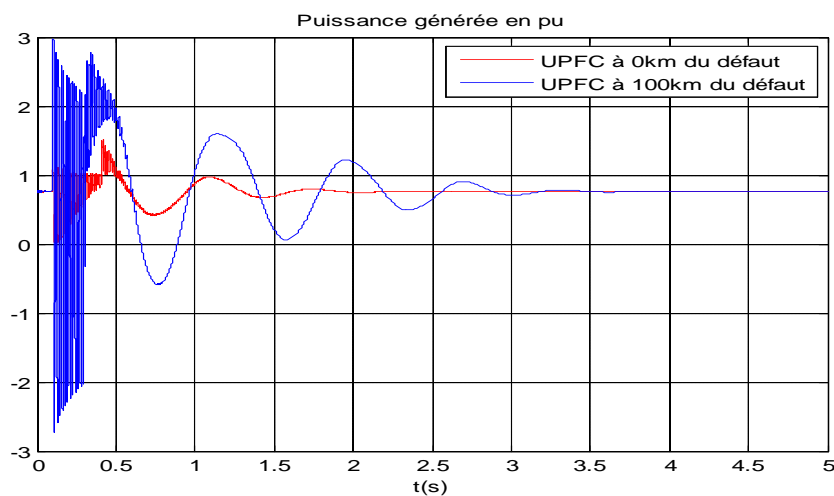


Figure IV.31 : Comportement de la puissance électrique.

Les résultats montrent pour que l'UPFC soit d'autant plus efficace qu'il opère près de la localisation du défaut.

## IV.5 Impact du SMES sur le réseau perturbé en grands mouvements

### IV.5.1 Défaut triphasé équilibré de durée 236 ms

La figure IV.32 montre l'emplacement du SMES dans le réseau. Nous considérons que le réseau est soumis à un court circuit triphasé équilibré au nœud 2 et éliminé au bout de 236ms.

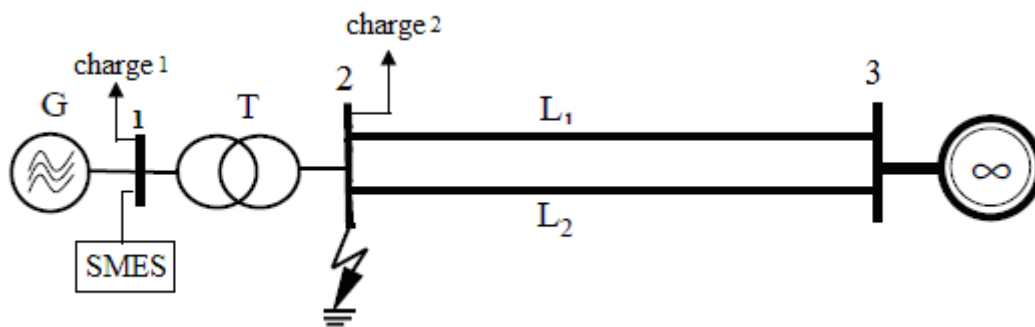


Figure IV.32: Schéma global du réseau étudié avec SMES

Le schéma fonctionnel de la régulation de vitesse par le SMES est donné par la figure IV.33 ci-dessous [3, 42,43] :

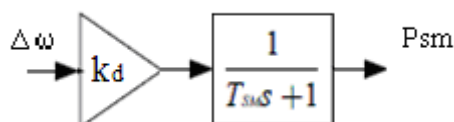


Figure IV.33 Schéma fonctionnel de la régulation de vitesse par SMES.

Le schéma fonctionnel de la régulation de la tension par le SMES est donné par la figure IV.34 ci-dessous

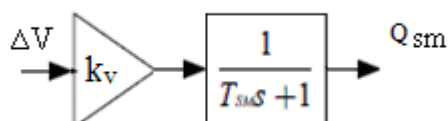


Figure IV.34 Schéma fonctionnel de la régulation de la tension par SMES

Les paramètres du SMES sont donnés ci-dessous [42] :

$$T_{SM} = 0.03s$$

$$K_d = -13$$

$$K_v = 2$$

Les figures IV.35 à IV.38 ci-dessous indiquent les résultats de simulation obtenus quand le réseau n'est pas équipé du SMES (courbes en bleu) et quand celui-ci est introduit dans le réseau (courbes en rouge). Le SMES est beaucoup mieux en termes de dépassement, de baisse oscillations transitoires et zéro erreur en régime permanent en moins de temps.

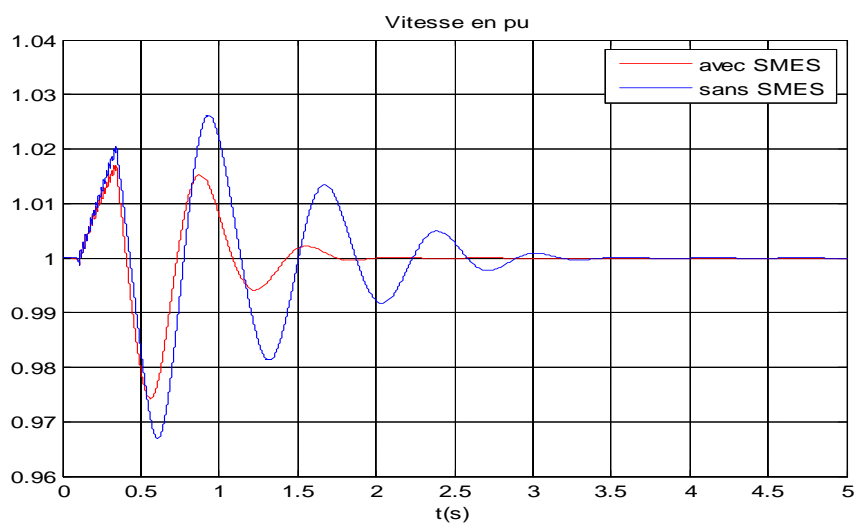


Figure IV.35 : Comportement de la vitesse

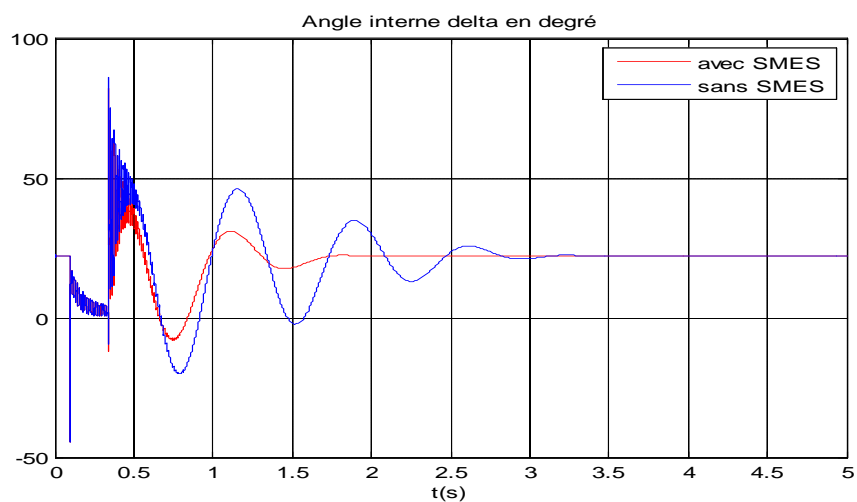


Figure IV.36 : Comportement de l'angle de charge

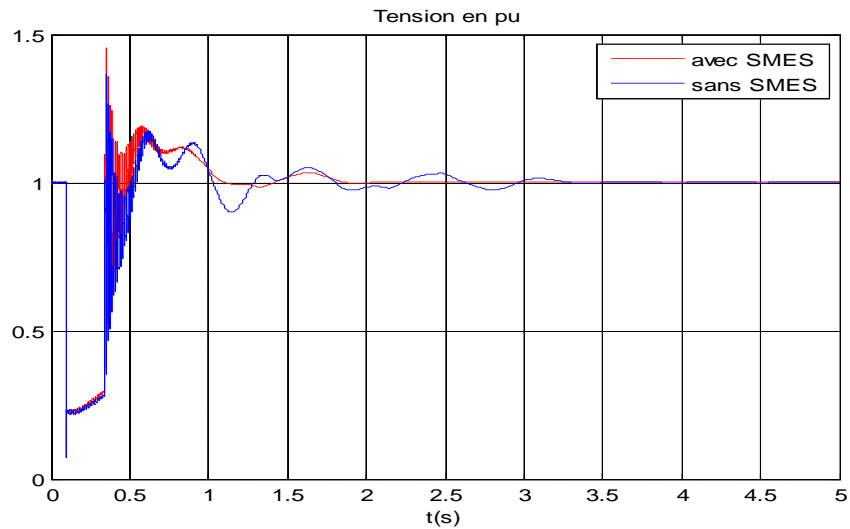


Figure IV.37 : Comportement de la tension

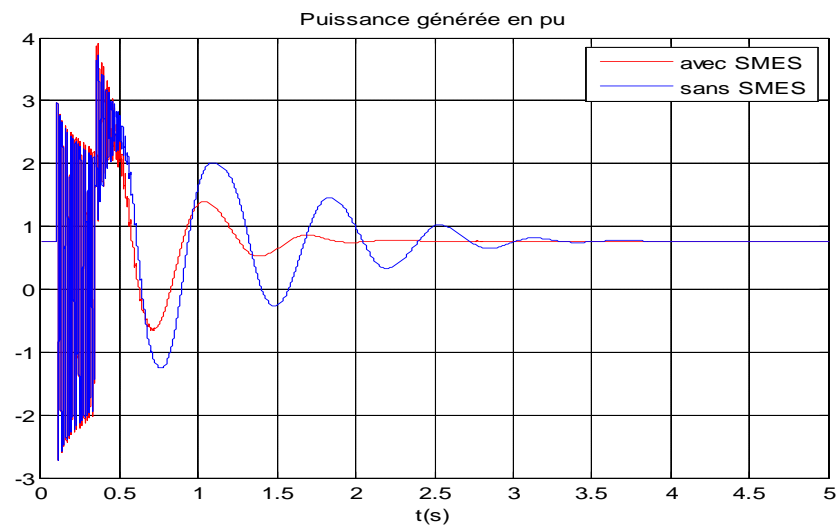


Figure IV.38: Comportement de la puissance électrique

### IV.5.2 Défaut triphasé équilibré de durée 301 ms

Nous avons vu que pour un court-circuit dont la durée vaut 301ms, le système avec régulateur est instable. Les résultats donnés par les figures IV.39 à IV.42 montrent l'effet bénéfique du SMES (courbes en rouge) sur la stabilité du réseau.

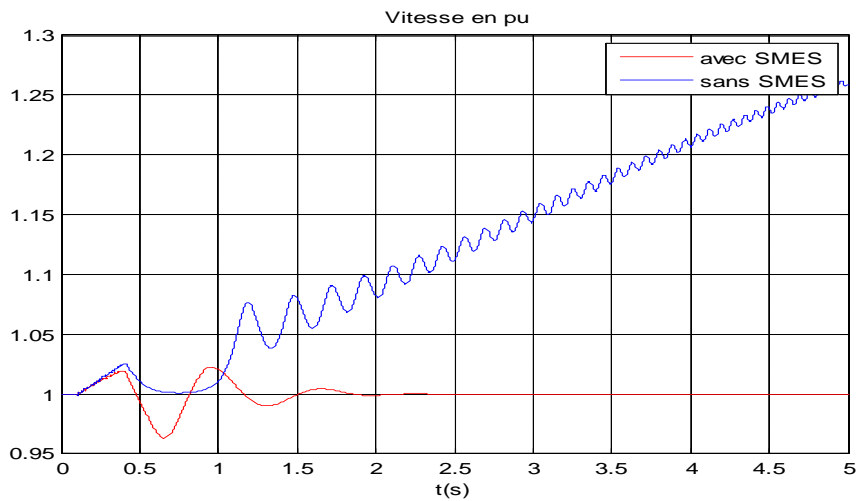


Figure IV.39 : Comportement de la vitesse

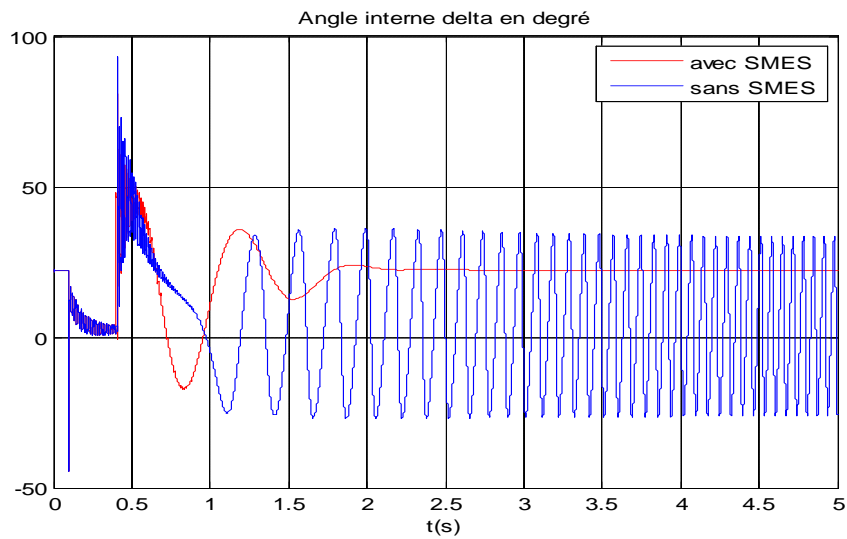


Figure IV.40 : Comportement de l'angle de charge

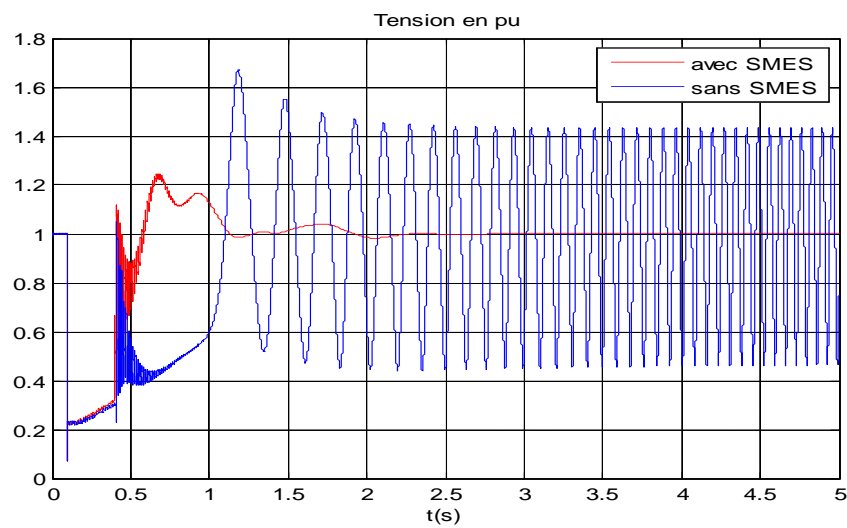


Figure IV.41 : Comportement de la tension

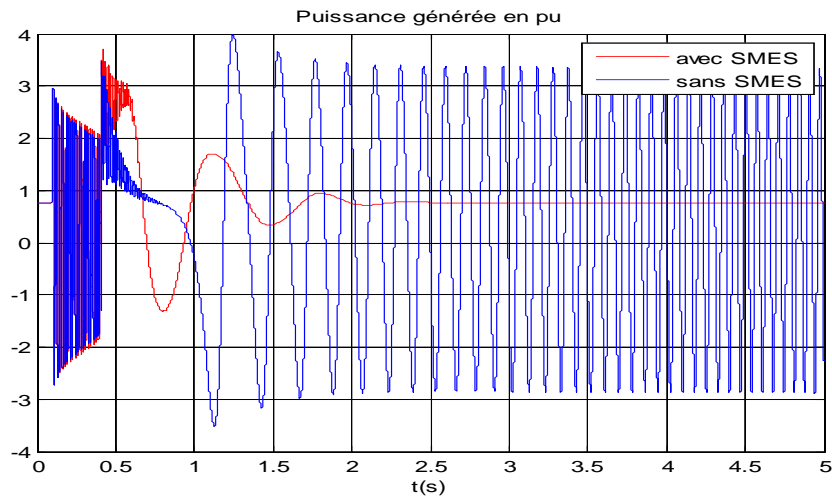


Figure IV.42 : Comportement de la puissance électrique

### IV.6 Contribution de l'UPFC et du SMES

Dans le but de voir l'apport du SMES sur les performances l'UPFC pour l'amélioration de la stabilité transitoire du réseau électrique, nous simulons 2 cas différents :

- Le réseau est équipé par des régulateurs classiques et de l'UPFC
- Le réseau est équipé par des régulateurs classiques, SMES et de l'UPFC

Pour une durée de défaut égale à 301ms utilisé quand l'UPFC et le SMES agissaient seuls, on teste le système quand le SMES est introduit en renfort de l'UPFC.

La figure IV.43 montre l'emplacement de l'UPFC et du SMES dans le réseau étudié

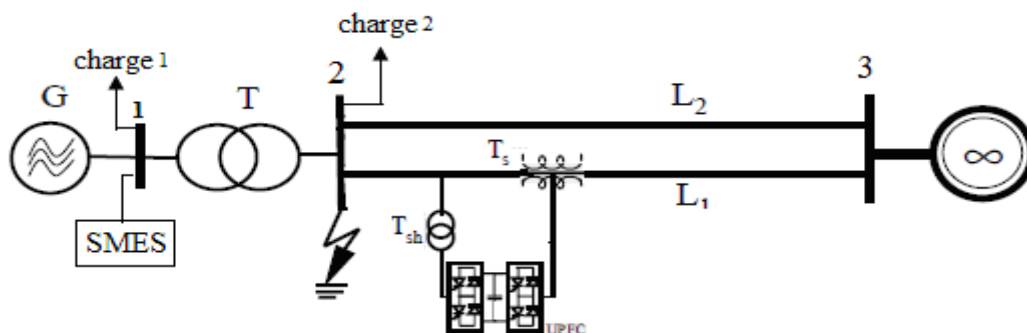


Figure IV.43: Schéma global du réseau étudié avec SMES et UPFC à 0km

Les figures IV.44 à IV.47 indiquent les résultats obtenus.



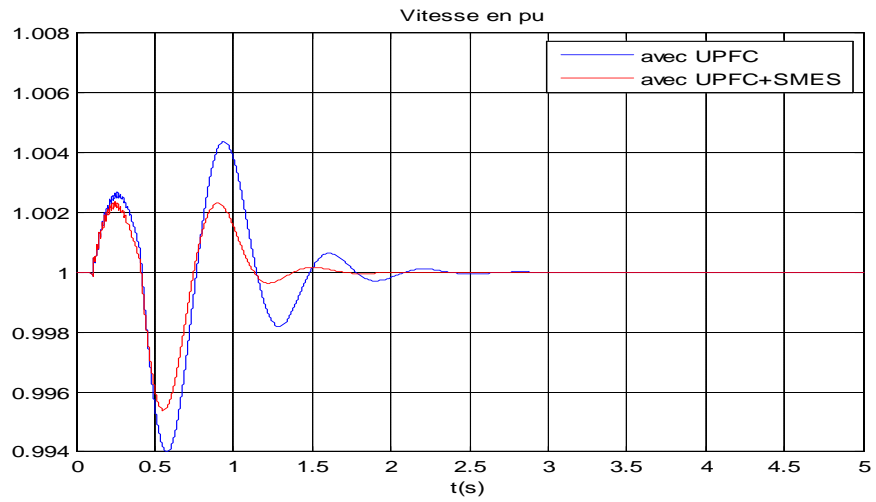


Figure IV.44 : Comportement de la vitesse

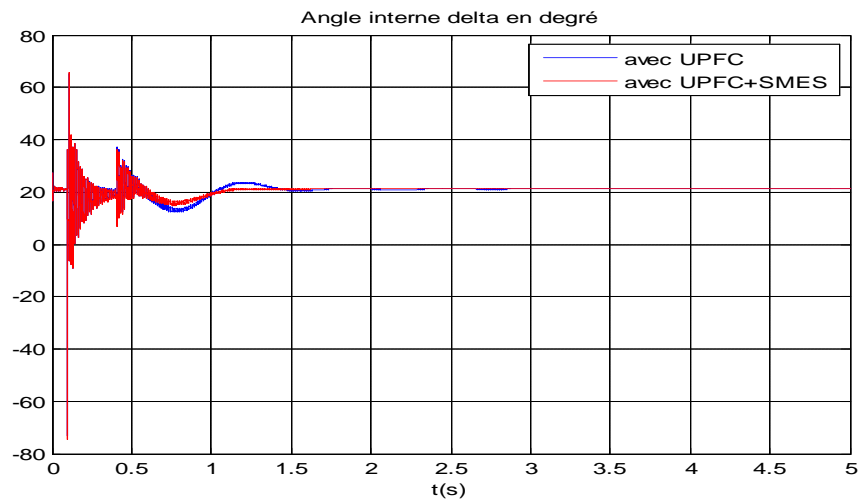


Figure IV.45 : Comportement de l'angle de charge

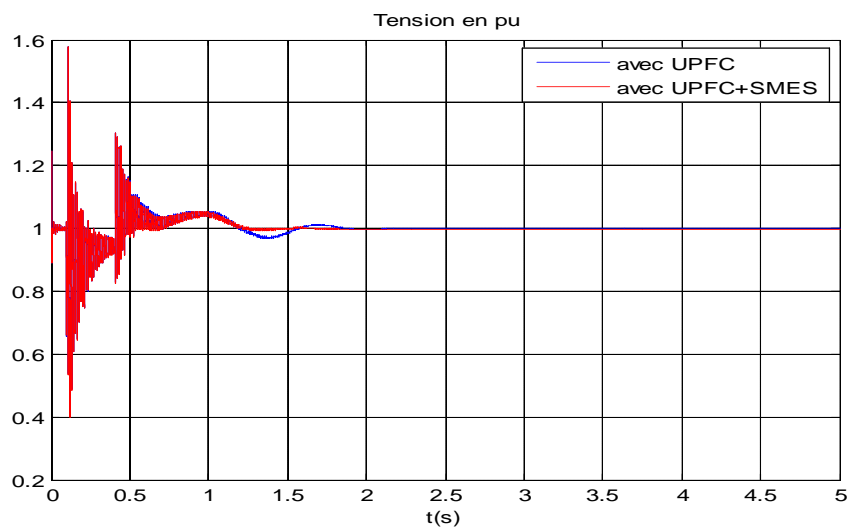


Figure IV.46 : Comportement de la tension

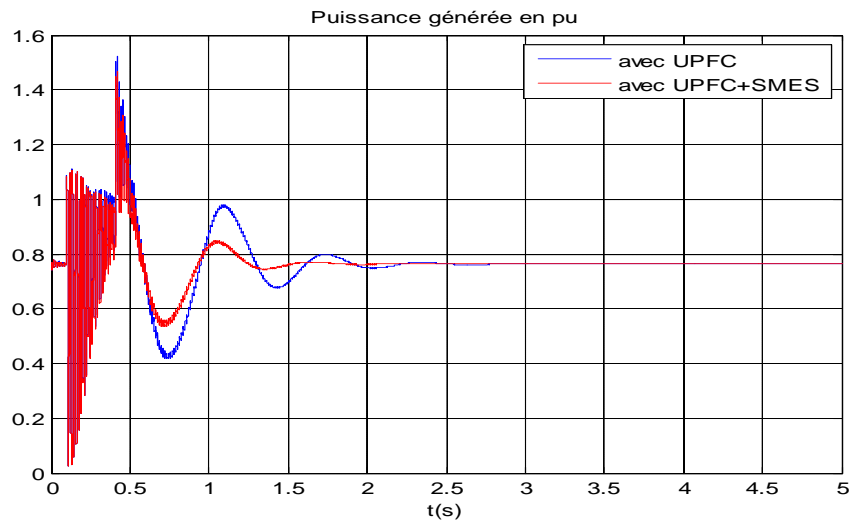


Figure IV.47 : Comportement de la puissance électrique.

Les résultats obtenus montrent que l'introduction du SMES améliore nettement le comportement des caractéristiques des machines comparé à celui obtenu avec l'UPFC seul.

#### IV.7 Conclusion

Nous avons montré dans ce chapitre que l'introduction du SMES dans le réseau équipé de la régulation conventionnelle et de l'UPFC permet renforcer la stabilité du réseau dans des conditions assez sévères de durée de défaut. L'apport d'un tel dispositif dans les réseaux fonctionnant près de leurs limites de stabilité est donc indéniable.

## CONCLUSION GENERALE

---

## CONCLUSION GENERALE

---

L'étude de la stabilité transitoire des réseaux de transport d'énergie électrique constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux. Ces dernières années, une nouvelle technologie à base d'électronique de puissance a été introduite dans la structure moderne des réseaux électriques. L'insertion d'une telle technologie demeure inévitable au vu l'évolution récente des réseaux électriques soumis à des contraintes de plus en plus sévères d'où la nécessité de la mise en œuvre de systèmes de contrôle rapides.

Nous avons montré dans ce travail que l'usage des technologies avancées telles que les FACTS dans les réseaux est primordial si on veut améliorer leurs conditions d'exploitation dans les conditions de plus en plus contraignantes que ce soit en régime permanent ou en régime perturbé. Après avoir modélisé les outils FACTS utilisés à savoir UPFC et SMES, nous avons testé les performances du premier en régime permanent et en régime perturbé. La méthode MLI dans la commande des convertisseurs de l'UPFC et la méthode Watt-Var découplée pour l'identification des références ont été utilisées.

L'évaluation des performances de l'UPFC a été faite en comparant ces dernières aux performances que peuvent avoir les outils conventionnels de régulation (AVR, régulation de vitesse, PSS). Nous avons montré que l'introduction de l'UPFC dans le système améliore notablement la stabilité du réseau en permettant à celui-ci de fonctionner près de ses limites d'où une augmentation considérable des marges de stabilité. Le dispositif UPFC s'avère être d'une grande efficacité à cause de sa flexibilité liée à sa nature FACTS.

L'apport du SMES à la contribution de l'UPFC s'est avéré très intéressant et performant dans le maintien de la stabilité dans des conditions assez sévères de durée de défaut. La rapidité du SMES liée à son temps de réponse réduit s'ajoute à la robustesse de l'UPFC faisant donc de la combinaison de ces deux systèmes un outil remarquable d'efficacité. La localisation des outils

est très importante ce qui nécessite une connaissance assez poussée du réseau (historique des défauts) où doit être installé le système.

Le travail mené ici laisse entrevoir d'autres perspectives de recherche qui concerneraient les thèmes suivants :

- ❖ étude d'un réseau réel multimachine équipé de FACTS tel que le réseau SONELGAZ
- ❖ apport des FACTS dans la conduite des réseaux décentralisés où la production d'électricité d'origine renouvelable (éolien, solaire) est importante.
- ❖ insertion de différents FACTS en différents endroits du réseau.
- ❖ ébauche d'un micro-réseau muni d'un prototype FACTS (UPFC, SMES, SVC,...).

[1] K. Sebaa

"Commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique"

Thèse de Magister USTHB, Alger, 15 Septembre 2008.

[2] T. Allaoui

"Réglage Robuste de l'UPFC pour Améliorer les Performances d'un Réseau Mono et Multi machines "

Thèse de doctorat, USTO Mohamed Boudiaf, Décembre 2007.

[3] B. Brahim

"Contribution du SMES, Dispositif FACTS à la Stabilisation d'un Réseau Electrique Haute Tension"

Thèse de Magister, Laboratoire de Haute Tension de l'ENP, Alger, 20/09/2006

[4] O. Abdelhamid

"Évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expériences"

Thèse de Magister USTHB, Alger, 2008.

[5] P. Kundur

"Power System Stability and Control"

New York: McGraw-Hill Book Company, 1994.

[6] P. W. Sauer and M. A. Pai

"Power System dynamics and Stability"

Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1998

[7] H. Alkhatib

"Étude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique "

Thèse de doctorat, université Paul cezanne d'Aix-Marseille (Aix-Marseille iii), 5 décembre 2008.

[8] J.J.Grainger, W.D.stevenson

"Power System Analysis"

New York: McGraw-Hill, Inc.1985

[9] M. Moudjahed

"Régimes transitoires des systèmes électro énergétique "

Cours polycopié, 5<sup>ème</sup> année Electrotechnique, université Ibn KHALDOUN, Tiaret ,2009/2010.

[10] P. M. Anderson and A. Fouad

"Power System Control and Stability"

Second Edition, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.2003.

[11] Nesmat ABU-TABAK

"Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines : modélisation, commande, observation et simulation"

Thèse de doctorat, l'école centrale de LYON, 19 Novembre 2008

[12] E.S. Gholipour

"Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques"

Thèse de doctorat, faculté des sciences et techniques, université Henri Poincaré, Nancy, France, 2003.

[13] M.Boudiaf

"Contribution de l'UPFC à la stabilisation d'un réseau électrique mono machine 400 kV perturbé"

Thèse de Magister, faculté des sciences et des sciences de l'ingénieur, université Ibn Khaldoun Tiaret, 2007.

[14] K. R. Padiyar

"Power System Dynamics Stability and control"

Second Edition: Indian Institute of Science, Bangalore, 2008

[15] N. G. Hingorani

"Power Electronics in Electric Utilities: Role of Power Electronics in Future Power Systems"

Proceedings of the IEEE, April 1988.

[16] N. G. Hingorani

"FACTS : Flexible AC Transmission Systems"

EPRI Conference on Flexible AC Transmission System, Cincinnati, OH, November 1990.

[17] N. G. Hingorani

"FACTS - Flexible AC Transmission System"

Proceedings of the Fifth International Conference on AC and DC Power Transmission, London, IEE Publication No. 345, pp. 1-7, September 1991.

[18] N. G. Hingorani

"Flexible AC Transmission"

IEEE Spectrum, vol. 30, no. 4, April 1993.

[19] N.G. Hingorani and L. Gyugyi

"Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems"

IEEE Press, New York, 2000.

[20] D.S.S.SABRY

"Renforcement de la stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS (UPFC) "

Thèse de Magister, faculté des sciences et des sciences de l'ingénieur, université SKIKDA, 09/ 2005.

[21] G. Glanzmann

"FACTS Flexible Alternating Current Transmission Systems"

EEH-Power Systems Laboratory ETH Zurich 14. January 2005

[22] D. Louardi

" Contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS"

Thèse de Magister Université de Batna, 25/06/ 2009.

[23] M.Thakur

"Unified Power Flow Controller (UPFC)"

Thesis Master of Science, University of Manitoba, Canada, February 2004.

[24] A. A.Eldamaty

"Damping interarea and torsional oscillations using facts devices"

A Thesis for the Degree of Doctor, in the Department of Electrical Engineering University of Saskatchewan Saskatoon, Saskatchewan, May 2005



[25] K.K.Sen and M.L.Sen

"Introduction to facts controllers"

A John Wiley & Sons, Inc., publication, Hoboken, New Jersey, 2009.

[26] K. Habur and D. O'Leary

"FACTS for Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy"

Power Transmission and Distribution Group (EV) of Siemens AG in Erlanger, Germany.

[27] E. Gholipour and S. Saadate

"Improving of Transient Stability of Power Systems Using UPFC"

IEEE transactions on power delivery, vol. 20, no. 2, April 2005.

[28] S. H. Hosseini, A. Ajami

"Modelling and Controlling of a New FACTS Device (C-UPFC) for Transmission Line Applications"

Electrical & Computer Engineering Faculty, Tabriz University, Tabriz, Iran.

[29] C.T Chang and Y. YHsu

"Design of UPFC controllers and supplementary damping controller for power transmission control and stability enhancement of a longitudinal power system"

IEE Proc Eng online no. 200201Y9, IEE. 2U02.

[30] Matthew J. Superczynski

"Analysis of the power conditioning system for a superconducting magnetic energy storage unit"

Thesis Master of Science in Electrical and Computer engineering, Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, August 2000

[31] William V. Hassenzahl

"Will superconducting magnetic energy storage be used on electric utility systems?"

IEE Transaction on magnetics, vol. MAG-11, no. 2, March 1975.

[32] W.V. Hassenzahl, W. Buckles

"Superconducting Magnetic Energy Storage"

IEEE transactions on power engineering review, May 2000

[33] B. Boris

“Contributions a l’étude des bobinages supraconducteurs : le projet DGA du SMES hts impulsional”

Thèse de doctorat, Laboratoire d’Electrotechnique de L’INP Grenoble, 29 Septembre 2006.

[34] L. David, C. Panel

“Power applications of superconductivity in Japan and Germany”

WTEC Panel report, Loyola College in Maryland, September 1997.

[35] W.V. Hassenzahl, B.K. Johnson, D.W. Hazelton, P. Komarek, M. Noe, C.T. Reis

“Electric Power Applications of Superconductivity”

Proceedings of the IEEE, vol. 92, no. 10, October 2004

[36] A. Abu-Siada, S. Islam, W. W. L. Keerthipala, W. B. Lawrance

“Application of a superconducting magnetic energy storage unit in an hvdc system “

Curtin University of Technology, Australia

[37] CNRC

“La résistance dans un supraconducteur”

Triangle de la physique, site Internet ([www.conferences.uiuc.edu/bcs50/video/](http://www.conferences.uiuc.edu/bcs50/video/)).

[38] César A. Luongo

“Superconducting Storage Systems: An Overview”

IEEE transactions on magnetics, vol. 32, no. 4. July 1996

[39] Wan Kyun Ham

“Active and Reactive Power Control Model of Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) for the Improvement of Power System Stability”

A Thesis for the Degree of Doctor, the University of Texas at Austin, May 2003

[40] Cheng-Ting Hsu, Member, *IEEE*

“Enhancement of Transient Stability of an Industrial Cogeneration System with Superconducting Magnetic Energy Storage Unit”

IEEE transactions on energy conversion, vol. 17, no. 4, December 2002

[41] M. G. Rabbani, M. F. Hossain, M. R. I. Sheikh and M. S. Anower

“Application of fuzzy controlled SMES unit in automatic generation control”

3rd International Conference on Electrical & Computer Engineering ICECE 2004, 28-30 December 2004, Dhaka, Bangladesh.

[42] K.R.M. Vijaya Chandrakala, S. Balamurugan and K.Sankaranarayanan

“Automatic Generation Control for Hydrothermal Plant with Variable Structure System Controller and Superconducting Magnetic Energy Storage”

Journal of Automation & Systems Engineering, JASE 2010

[43] 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.

# TABLES DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE.....	1
----------------------------	---

## CHAPITRE I : *Etude de la stabilité du réseau sans système FACTS*

I.1 Introduction.....	3
I.2 Stabilité des réseaux d'énergie électrique.....	3
I.2.1 Notion de stabilité.....	3
I.2.2 Types de stabilité.....	4
I.3 Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park.....	6
I.4 Modèle des lignes de transmission.....	9
I.5 Modèle des charges.....	10
I.6 Réseau test.....	11
I.6.1 Caractéristiques du réseau.....	11
I.6.2 Etude du réseau en régime permanent.....	13
I.6.2.1 Cas où le nœud est un nœud de type PV.....	13
I.6.2.2 Cas où le nœud est un nœud bilan.....	15
I.6.3 Etude du système non régulé en régime transitoire.....	17
I.6.3.1 Etude des différents types de défaut.....	18
I.6.3.1.1 Résultats de simulation.....	18
I.6.3.1.2 Impact de la localisation du défaut.....	20
I.6.3.1.3 Impact de la durée du défaut.....	22
I.6.3.2 Impact de la localisation du défaut.....	20
I.6.3.3 Impact de la durée du défaut.....	22
I.6.4 Etude du système régulé.....	26
I.6.4.1 Etude du système régulé en tension.....	26
I.6.4.2 Etude du système régulé en tension et en vitesse.....	29
I.6.4.3 Etude du système régulé en tension et en vitesse et par stabilisateur de puissance.....	32
I.7 Conclusion.....	35

## *Chapitre II : Modélisation et Commande de l' UPFC*

II.1 Introduction .....	36
II.2 Généralités sur les FACTS .....	36
II.2.1 Types de FACTS .....	36
II.2.2 Principales réalisations dans le monde .....	38
II.2.3 Application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques .....	39
II.3 Description et principe de fonctionnement du STATCOM .....	41
II.4 Description et principe de fonctionnement du SSSC.....	43
II.5 Structure de base d'un UPFC connecté à un réseau électrique triphasé .....	47
II.5.1 Principe de fonctionnement de l'UPFC .....	48
II.6 Modélisation de l'UPFC.....	49
II.6.1 Caractéristiques de l'UPFC .....	49
II.6.2 Modélisation de la partie shunt de l'UPFC.....	51
II.6.3 Modélisation de la partie série de l'UPFC.....	53
II.7 Contrôle de l'UPFC .....	56
II.7.1 Partie shunt .....	56
II.7.1.1 Identification des références .....	56
II.7.1.2 Régulation de la tension continue .....	60
II.7.1.3 Commande du convertisseur .....	62
II.7.2 Partie série.....	63
II.7.2.1 Identification des références .....	63
II.7.2.2 Commande du convertisseur .....	67
II.8 Conclusion .....	68

## *Chapitre III : Modélisation et Commande du SMES*

III.1 Introduction .....	69
III.2 Supraconductivité et ses applications .....	69

III.3 Stockage de l'énergie électrique.....	72
III.4 Historique du SMES .....	75
III.5 Configuration et principe de fonctionnement du SMES.....	75
III.5.1 Transformateurs .....	77
III.5.2 Convertisseur .....	79
III.5.2.1 Montage en pont simple .....	79
III.5.2.2 Montage en pont double .....	82
III.5.3 Bobine supraconductrice .....	85
III.5.4 Systèmes de protection et de refroidissement.....	85
III.5.5 Compensation et filtrage .....	85
III.6 Conclusion.....	86

## *Chapitre IV : Etude du réseau équipé de l'UPFC et du SMES*

IV.1 Introduction.....	87
IV.2 Examen de la commande de l'UPFC dans un réseau électrique .....	87
IV.2.1 Variation de la puissance active .....	89
IV.2.2 Variation de la puissance réactive .....	91
IV.2.3 Variation simultanée des puissances active et réactive.....	94
IV.3 Impact de l'UPFC sur le réseau en régime permanent. ....	96
IV.4 Impact de l'UPFC sur le réseau perturbé en grands mouvements. ....	97
IV.4.1 Défaut triphasé équilibré de durée 236 ms.....	98
IV.4.2 Défaut triphasé équilibré de durée 301 ms.....	99
IV.5 Impact de la localisation de l'UPFC.....	101
IV.5 Impact du SMES sur le réseau perturbé en grands mouvements .....	103
IV.5.1 Défaut triphasé équilibré de durée 236 ms.....	103
IV.5.2 Défaut triphasé équilibré de durée 301 ms.....	105
IV.6 Contribution de l'UPFC et du SMES .....	107

IV.7 Conclusion .....	109
CONCLUSION GENERALE.....	110
<i>BIBLIOGRAPHIE</i> .....	112