

République Algérienne Démocratique Et Populaire

*Ministère De L'enseignement Supérieur
Et De La Recherche Scientifique*



**Centre Universitaire
D' EL OUED**

Institut Des Sciences Et Technologies

Département de Génie Électrique et Hydraulique

Mémoire de fin d'étude

Spécialité: Génie Électrique

Option: R.E

Thème

**Le Système de Transmission
Flexible en Courant Alternatif
FACTS**

Propose et dirigé par:

M^r : LABBI Yacine

Présenté par :

 *LAOUAMER mosbah*
 *SOUID youcef*
 *MEHDA Med said*

Promotion Juin : 2010

Remerciement

Nous Tenons à remercier avant tout Dieu tout puissant qui nous a donné la volonté, la force et la patience pour élaborer notre travail.

Nos vifs remerciements particulièrement à notre encadreur

Mr :Labbi Yacine, pour son aide précieuse, ses

conseils constructifs et ses orientations bénéfiques et objectives et surtout sa confiance durant les moments d'efforts pour la réalisation de notre projet.

Nos exprimons notre profonde reconnaissance et gratitude à :

Monsieur Djaghader Yacine pour son encouragement pendant la période du projet malgré toutes les difficultés.

Nous remercions également tous les enseignants de l'électrotechnique en particulier :

Dr : Ben Attous Djilani

Monsieur Khechkhouché Ali

Mes remerciements vont aussi aux membres de jury qui ont accepté de juger ce travail et d'y apporter leur contributions.

Dédicace

A ma mère, mon père et toute ma famille.

SOMMAIRE

Dédicaces	
Remerciements	
Sommaire.....	i
Liste des Symboles et Acronymes.....	iii
INTRODUCTION GÉNÉRAL.....	1

CHAPITRE UN : Généralité et la compensation classique

I.1 Introduction	3
I.1.1 Historique.....	3
I.1.2 Architecture des réseaux électriques.....	4
I.2 Problématique du fonctionnement des réseaux.....	4
I.3 L'acheminement de la puissance.....	5
I.4 Puissance transmissible dans une ligne.....	6
I.5 Chute de tension dans une ligne.....	8
I.6 Moyens classiques de compensation réactive et de réglage de tension.....	9
I.6.1 Condensateurs et inductances fixes.....	10
I.6.2 Groupes de production et compensateurs synchrones.....	11
I.6.3 Compensateurs statiques.....	11
I.6.4 Transformateurs avec prises réglables en charge.....	12
I.7 Conclusion.....	12

CHAPITRE DEUX FACTS

II.1 Introduction.....	13
II.2 utilisation des facts	13
II.2.1 Types de FACTS	13
II.2.2 Compensation shunt.....	14
II.2.2 .1Compensateur statique d'énergie réactive (SVC).....	14
II.2.2.2Compensateur statique (STATCOM).....	15
II-2-3 Les systèmes de compensation série	17
II.2.3.1 Capacités série commandées par thyristor (TCSC)	17
II.2.3.2 Compensateur Série Statique Synchrone (SSSC)....	18
II.2.3.3 Régulateur de déphasage commandé par thyristor (TCPAR).....	19
II-2-4- Compensateurs hybrides série – parallèle.....	20
II.2.4.1 Contrôleur de transit de puissance unifié (UPFC).....	20
II.3 Application des FACTS.....	21
II.4 Les avantages de la technologie des dispositifs FACTS.....	23
II.5 Conclusion.....	24

CHAPITRE TROIS Teste et Application

III.1 Introduction.....	25
III.2 SVC.....	25

III.2.1 Modélisation de SVC.....	24
III.2.2 Modèle du compensateur shunt SVC.....	25
III.2.3 Partie simulation	28
III.4 l'UPFC.....	32
III.4.1 modélisation d'un UPFC.....	33
III.4.2 Application	34
III.4.3 Les résultats des simulations.....	35
III.5 Conclusion.....	38
CONCLUSION GÉNÉRAL.....	39
Bibliographie.....	40

Liste des symboles et abréviations

Abréviations

<i>FACTS</i>	Flexible Alternating Current Transmission Systems
<i>TSR</i>	Thyristor Switched Reactor
<i>TSC</i>	Thyristor Switched Capacitor
<i>SVC</i>	Static Var Compensator
<i>STATCOM</i>	Static Compensator
<i>TCSC</i>	Thyristor Controlled Series Capacitor
<i>SSSC</i>	Static Synchronous Series Compensator
<i>TCPAR</i>	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
<i>UPFC</i>	Unified Power Flow Controller

Paramètres

R_1	Résistance du premier tronçon de la ligne
X_1	Réactance du premier tronçon de la ligne
R_2	Résistance du deuxième tronçon de la ligne
X_2	Réactance du deuxième tronçon de la ligne
R_{se}	La résistance d'une phase du transformateur de couplage série
X_{se}	La réactance totale d'une phase du transformateur de couplage série
R_{sh}	La résistance d'une phase du transformateur de couplage shunt
X_{sh}	La réactance totale d'une phase du transformateur de couplage shunt
C	La capacité du circuit continu commun DC

Introduction Générale

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs.... etc., ce qui implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel. En conséquence, il est aujourd'hui important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissance indésirables entre zones interconnectées, subissent des surcharges de lignes, des problèmes de stabilité et de toute manière un accroissement des pertes. Les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes.

Il faudra vraisemblablement, dans l'avenir, compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance à grande vitesse de réponse, récemment développés et connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) pour le contrôle des réseaux.

Les systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) sont des systèmes de contrôle rapide des réseaux utilisant les ressources offertes par l'électronique de puissance et la microélectronique de commande ont été récemment étudiés et réalisés, et sont actuellement pour certains en application normale.

Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra

d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

Dans ce projet, on va étudier la modélisation et l'intégration efficace des dispositifs de compensation dynamique (FACTS) pour l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique.

* Le premier chapitre : Nous avons donné dans ce chapitre généralité sur la compensation classique, les moyens de ce compensation et quelques définitions.

* Le deuxième chapitre : Vise à introduire la nouvelle technologie basée sur l'électronique de puissance.

* Le troisième chapitre : On a exposé en détails les résultats de simulation des dispositifs FACTS (SVC - UPFC) sous l'environnement MATLAB.

Chapitre un

Généralité et la Compensation

Classique

I.1 Introduction :

I.1.1 Historique :

Si, dès 1882, EDISON a réalisé la première distribution d'électricité en courant continu sous une tension de 110 V pour l'éclairage et si la première transmission à distance a été réalisée en 1882 entre Miesbach et Munich (57 Km, 2000 V), il est vite apparu que la solution pour un transport à distance devrait passer par une tension plus élevée pour diminuer le volume de cuivre (Deprez en 1881) et donc utiliser le courant alternatif et le transformateur dont le principe était breveté par Gaulard et Gibbs en 1881. Les générateurs triphasés sont de conception plus simple que les machines à courant continu et la coupure de courant plus facile. En 1891, une liaison en courant alternatif sous 15 KV reliait une centrale sur le Neckar à Lauffen à Francfort (sur une distance de 176 Km). Vers 1920, la fréquence de 50 Hz est normalisée en Europe et la tension passe à 132 KV grâce notamment à l'invention des isolateurs suspendus. Les raisons de ce transport à distance proviennent, au début, de la distance entre les centrales hydrauliques et les villes. Lorsque des centrales thermiques sont développées, il est vite apparu qu'une complémentarité existait entre ces divers modes de production, d'où une meilleure utilisation des ressources par une interconnexion tant au sein d'un pays qu'entre pays voisins. Les liaisons internationales vont alors rapidement se développer : en 1922 une liaison à 150 KV entre la France et la Suisse, en 1929 une liaison entre l'Autriche et l'Allemagne en 225 KV, en 1935 tout l'est de la France est interconnecté avec la Belgique, la Suisse et l'Allemagne, interconnexion sous 380 KV de l'Europe occidentale en 1985, extension vers l'Europe de l'est (Pologne, Hongrie, ...etc) et le grand Maghreb dans les années 1990 [2].

I.1.2 Architecture des réseaux électriques :

Le réseau à très haute tension THT (400 KV, 225KV) d'interconnexion internationale forme un ensemble maillé sur lequel sont raccordées les grandes centrales (centrales nucléaires de 1000 MW, par exemple). Il est complété par le réseau de répartition (60 à 150 KV) souvent exploité en poches reliées au niveau supérieur de tension et sur lequel se raccordent des centrales électriques de moindres puissances, ainsi que les grands utilisateurs industriels. On trouve en suite un réseau de distribution (de 20 KV à 400 V) desservant la clientèle (petites et moyennes entreprises, commerces, secteur résidentiel). Ce réseau de distribution est généralement de structure radiale, éventuellement bouclé dans des zones urbaines pour assurer la continuité de service, voire bouclé même en basse tension dans certaines grandes villes. Le coût d'un réseau bouclé est plus élevé par la complexité du contrôle et de la protection, mais ce type de réseau se caractérise par une meilleure continuité de service.

L'alimentation d'une grande agglomération se fait en général par une boucle à 380 ou 225 KV, alimentée par le réseau d'interconnexion et sur laquelle sont raccordés des postes abaisseurs vers le réseau de répartition, souvent en câble pour la pénétration urbaine. Sur ce réseau de répartition sont branchés des postes abaisseurs vers le réseau de distribution (15 à 20 KV), bouclé et enfin le réseau basse tension de structure radiale alimentant les consommateurs (en triphasé ou en monophasé) [3].

I.2 Problématique du fonctionnement des réseaux :

Pour des raisons économiques (effet de taille...) ou techniques (localisation des réserves hydrauliques et des sources froides...), les unités de production sont souvent géographiquement très concentrées. Par contre, la consommation est beaucoup plus dispersée.

Les réseaux de transport et d'interconnexion à très haute tension (THT) assurent la liaison entre les centres de production et les grandes zones de consommation. Ils permettent d'acheminer, là où elle est consommée, l'énergie la moins chère possible à un instant donné.

Par ailleurs, le maillage du réseau contribue à la sécurité d'alimentation et permet de faire face, dans des conditions économiques satisfaisantes, aux aléas locaux ou conjoncturels qui peuvent affecter l'exploitation (indisponibilité d'ouvrage, aléas de consommation, incidents...). Les réseaux THT contribuent donc de façon déterminante au maintien de l'équilibre entre la demande et l'offre, ainsi qu'à la sécurité d'alimentation et à l'économie de l'exploitation [4].

Par ailleurs, la qualité du service est également un souci majeur de l'exploitant. Sur le plan pratique, cette qualité nécessite :

- de maintenir les caractéristiques du produit (tension, fréquence) dans les limites très précises du

cahier des charges.

- de limiter, autant que faire se peuvent, les interruptions de service.

Les réseaux THT jouent aussi un rôle très important pour respecter ces contraintes car :

- les références de tension qui vont conditionner l'ensemble du plan de tension dans le réseau sont fixées, pour l'essentiel, par les groupes de production raccordés aux réseaux THT.
- la fréquence est, de même, fixée par les groupes de production qui doivent rester synchrones en régime permanent.
- la sécurité d'alimentation des grands centres de consommation dépend très fortement de la structure des réseaux de transport.

Sachant que, compte tenu de l'inertie mécanique relativement faible de certains composants des systèmes électriques (groupes de production et moteurs) et de la grande vitesse de propagation des phénomènes, les réseaux THT créent un couplage dynamique très fort entre les moyens de production, d'une part, et les charges (consommation), d'autre part.

Au-delà de l'examen du problème de la répartition économique et en sécurité de la puissance, l'étude du fonctionnement de ces vastes systèmes interconnectés et fortement couplés est donc absolument nécessaire. Elle portera sur leur réglage et leur stabilité.

Enfin, il va de soi qu'il est nécessaire de protéger les systèmes électriques qui peuvent être affectés par de nombreux types d'incidents. Il convient de distinguer la protection des ouvrages du réseau proprement dit (lignes...) et celle du système production-transport. La protection du système production-transport est essentielle, car certains incidents (pertes de ligne en cascade, pertes brutales de moyens de production importants...) peuvent induire de conséquences catastrophiques (effondrement du système électrique) [4].

I.3 L'acheminement de la puissance :

Pour résoudre le problème de l'acheminement de la puissance disponible sur les lieux de consommation, dans le cas d'un réseau maillé, il convient de déterminer le niveau de production de chaque groupe et les transits de puissance dans le réseau.

En général, il existe une multitude de plans de production qui permettent de faire face à la demande. Toutefois, certains de ces plans ne sont pas adaptés pour acheminer la puissance sur les lieux de consommation en respectant les contraintes technico-économiques d'exploitation (minimiser les coûts de production et le coût des pertes, respecter les limites thermiques des ouvrages, maintenir la tension dans certaines plages en chaque noeud du réseau, être capable de faire face le plus rapidement possible à certains types de défaillance...).

Le problème général de la production et de la répartition optimale et en sécurité de la

puissance dans un système production-transport-consommation alternatif maillé est donc fort complexe. Le fonctionnement d'un système électrique est gouverné, à chaque instant, par l'équilibre nécessaire entre les puissances actives et réactives produites et consommées.

Lorsque cette condition nécessaire de fonctionnement est respectée, l'état du système est caractérisé, en régime stationnaire, par la fréquence f (grandeurs globales) et les tensions (grandeurs locales). La fréquence f est fixée par la vitesse de rotation de toutes les machines qui doivent rester synchrones (en régime permanent).

Contrairement à ce qu'un abus de langage pourrait laisser croire, l'objectif du réglage des réseaux n'est pas de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation (les lois de Kirchhoff s'en chargent dans la mesure où f et V restent dans certaines plages qui correspondent aux conditions nécessaires de fonctionnement, en particulier de stabilité dite statique). Par contre, l'objectif des réglages est de maintenir la fréquence et la tension dans des limites contractuelles qui sont plus contraignantes que les limites imposées par les conditions nécessaires de fonctionnement [4].

I.4 Puissance transmissible dans une ligne :

Contrairement à une idée très répandue, ce n'est pas l'échauffement maximal des conducteurs qui, en général, limite la puissance transmissible à travers une ligne [4].

En effet, considérons la figure (I.1) qui représente de manière très simplifiée, un dipôle d'impédance $Z = R + jX$, une ligne destinée à alimenter la charge Z_1 . Nous supposons, d'abord, que la résistance R de la ligne est nulle (elle est généralement très faible vis-à-vis de la réactance X) et que la puissance réactive Q_2 de la charge est nulle (ce qui est vrai en cas d'une bonne compensation de puissance réactive).

Nous nous attacherons d'abord à montrer qu'il est important de réguler la tension aux bornes de la charge.

Si nous désignons par θ l'angle entre les tensions V_1 et V_2 , nous avons, en considérant la figure (I.2) simplifiée (avec $R = 0$), le courant I en phase avec la tension V_2 , d'où :

$$XI = V_1 \sin \theta \quad (\text{I.1})$$

Et la puissance active est :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta \quad (\text{I.2})$$

Si aucune précaution n'est prise pour maintenir V_2 constante lorsque la charge varie, on a :

$$V_2 = V_1 \cos \theta \quad (\text{I.3})$$

Soit :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1^2}{2X} \sin 2\theta \quad (\text{I.4})$$

Il apparaît donc que, dans ce cas, on ne peut transporter qu'une puissance active maximale par phase égale à :

$$P_{\max} = \frac{V_1^2}{2X} \quad (\text{I.5})$$

Cette valeur maximale est atteinte pour $\theta = 45^\circ$.

Si l'on maintient V_2 constante, ce qui implique que Q_2 n'est plus nulle, mais ne remet pas en cause l'expression (I.1), on a, pour $V_1 = V_2$:

$$P_{\max} = \frac{V_1^2}{X} \quad (\text{I.6})$$

Soit le double de la valeur précédente.

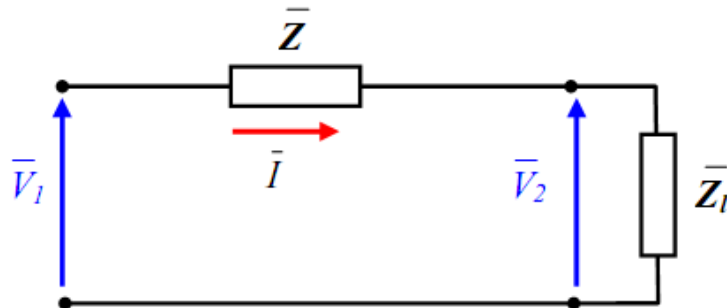


Figure I.1 : Schéma monophasé équivalent

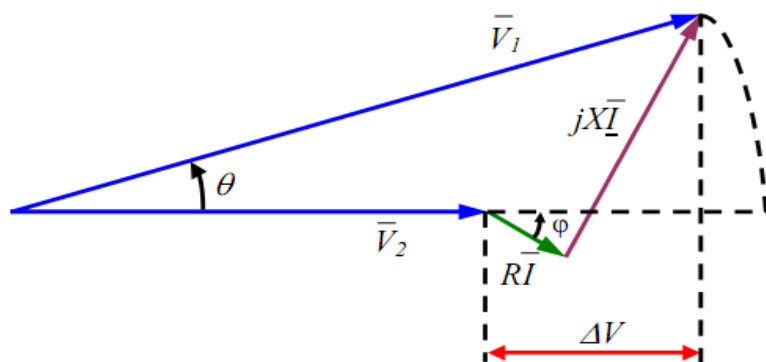


Figure I.2 : Diagramme vectoriel des tensions

Pour améliorer la capacité de transfert des réseaux, on voit donc qu'il est essentiel de disposer du plus grand nombre possible de points à tension fixée.

I.5 Chute de tension dans une ligne :

Concédons la figure (I.1) qui représente une ligne de transport d'impédance complexe $Z = R + jX$, et que la tension n'est tenue qu'à l'extrémité 1 (coté générateur), l'extrémité 2 (coté charge) absorbant une puissance $S_2 = P_2 + jQ_2$.

Si le réseau n'est pas trop chargé, le diagramme de tension donné par la figure (I.2) conduit à assimiler la chute de tension ΔV à :

$$\Delta V \cong V_1 \cos \theta - V_2 \quad (\text{I.7})$$

L'angle de transport θ étant petit (réseau peu chargé), si φ désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité réceptrice 2, on peut écrire, pour un réseau monophasé :

$$\Delta V \approx RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (\text{I.8})$$

$$\Delta V \approx RI \frac{V_2}{V_2} \cos \varphi + XI \frac{V_2}{V_2} \sin \varphi \quad (\text{I.9})$$

$$\Delta V \approx \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (\text{I.10})$$

On montre de même que :

$$\sin \theta \approx \frac{XP_2 + RQ_2}{V_1 V_2} \quad (\text{I.11})$$

L'hypothèse du réseau peu chargé permet d'écrire :

$$V_1 \approx V_2 = V \quad (\text{I.12})$$

Soit, pour un réseau triphasé et en notant U la tension composée correspondant à V , P et Q les puissances de transit triphasé :

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP + XQ}{U^2} \quad (\text{I.13})$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP + RQ}{U^2} \quad (\text{I.14})$$

On peut également noter que si, $R \ll X$ ($R \approx 0$) :

$$\Delta U \approx \frac{XQ}{U} \quad (\text{I.15})$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP}{U^2} \quad (\text{I.16})$$

Dans ces conditions, les relations (I.15) et (I.16) illustrent le fait que :

- La chute de tension dépend principalement de la puissance réactive consommée par l'extrémité réceptrice ;
- L'angle de transport θ dépend principalement de la puissance active transmise.

I.6 Moyens classiques de compensation réactive et de réglage de tension :

En général, les moyens de compensation et de réglage à mettre en œuvre doivent faire face aux fluctuations périodiques liées à l'évolution journalière des transits de puissance mais aussi aux variations brusques liées aux incidents sur le réseau.

Les dispositifs de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension sont:

- des condensateurs et inductances fixes ;
- des compensateurs synchrones ;
- des compensateurs statiques (SVC) ;
- des transformateurs à prises variables (en charge ou à vide) ;
- les groupes générateurs.

L'ajustement rapide et fin de l'énergie réactive en HT et le réglage de tension sont assurés par les groupes générateurs (boucles de réglage de tension) et les condensateurs des postes de transformation vers le réseau de répartition [2] [3].

En distribution, la compensation du réactif se fait au niveau des consommateurs par la tarification qui pénalise un mauvais $\cos\phi$, l'ajustement de la tension se réalisant par les prises en charge des transformateurs au niveau des postes [2].

I.6.1 Condensateurs et inductances fixes :

Les bancs de condensateurs installés en dérivation peuvent atteindre quelques Mvar fractionnables par gradins de 2 à 4 Mvar, voire 10 Mvar. Ils sont utilisés pour améliorer le facteur de puissance au niveau de charges inductives. Parmi leurs inconvénients :

- La puissance réactive produite diminue lorsque la tension diminue ($Q = \omega CV^2$) alors qu'elle devrait augmenter ;
- Surtensions et surintensités à l'enclenchement.

Les batteries de condensateurs sont fractionnées en gradins mis en ou hors tension par disjoncteurs ou actuellement par thyristors (ce qui supprime toute usure du matériel et accroît la vitesse de réponse), commandés par relais varométrique qui mesure l'erreur entre valeur de consigne et puissance fournie.

Des bancs de condensateurs peuvent être insérés en série avec les conducteurs d'une ligne afin de diminuer sa réactance. On diminue aussi la chute de tension entre la source et la charge comme indiquée sur la figure (1.5). On voit que ce type de compensation diminue l'angle de transport θ et agit donc aussi sur le transit de puissance active et augmente la limite de puissance transmissible et la stabilité du réseau [2] [3].

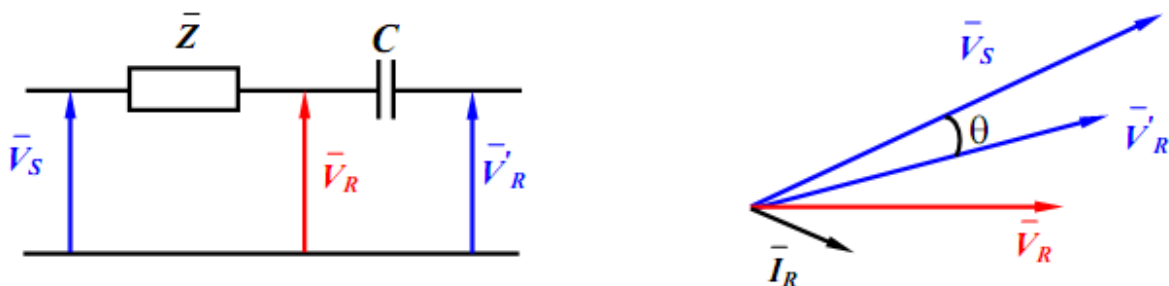


Figure 1.5 : Principe de la compensation série

Les inductances sont utilisées pour absorber la puissance réactive produite par des lignes longues à très haute tension à faible charge ou des réseaux de câbles. Elles sont généralement

raccordées au tertiaire de transformateurs et leur puissance peut aller de 50 Mvar (via un transformateur à trois enroulements) à 400 Mvar en raccordement direct sur des lignes de très haute tension [2].

I.6.2 Groupes de production et compensateurs synchrones :

Les groupes de production sont les sources de tension du réseau et peuvent produire ou consommer de l'énergie réactive : une machine synchrone surexcitée fournit de l'énergie réactive comme un condensateur. En sous-excitation, elle absorbe du réactif comme une inductance. Vu l'éloignement électrique entre centres de production et de consommation, les groupes ne compensent pas les charges mais peuvent faire face aux besoins en réactif du réseau.

La fourniture de puissance réactive en surexcitation est limitée par le courant rotorique maximum et en absorption par la stabilité de la machine synchrone. Cette limite peut varier avec des régulateurs de tension.

Un compensateur synchrone était une machine synchrone sans charge, spécifiquement conçue pour la production ou l'absorption de puissance réactive en ajustant l'excitation. Les limites sont les mêmes que pour les groupes de centrales. Des valeurs typiques vont de 20 à 60 Mvar en fourniture et de 10 à 30 Mvar en absorption. Ils sont branchés le plus souvent au tertiaire d'un transformateur. Le grand avantage par rapport aux condensateurs ou inductances passives est leur grande flexibilité sous toutes conditions de charge (réglage continu), par contre leur coût est élevé tant en investissement qu'en maintenance [2].

I.6.3 Compensateurs statiques :

L'électronique de puissance a permis, outre des liaisons à courant continu, l'introduction de compensateurs purement statiques, constitués de capacités et d'inductances commandés par des thyristors montés en tête-bêche. On aura ainsi par la mise en parallèle d'une inductance réglable par thyristors (TCR : Thyristor Controlled Reactor) et de batteries de condensateurs commutables également par thyristors, un réglage continu de l'inductance par modification de l'angle d'allumage des thyristors. C'est le principe du compensateur statique (SVC : Static Var Condenser) [2].

I.6.4 Transformateurs avec prises réglables en charge :

Un régleur en charge modifie le rapport de transformation à l'intérieur d'une plage déterminée en augmentant ou diminuant le nombre de spires de l'enroulement haute tension. Il faut prendre garde de ne pas interrompre le courant ni mettre des spires en court-circuit lors de la commutation. Cela est réalisé par l'insertion temporaire d'une inductance ou d'une résistance. La plage de réglage est typiquement de $\pm 15 \%$ avec une vingtaine de prises (échelon entre 1 et 2 %). Par rapport au réglage nominal, un changement de prises correspond à une injection d'une tension additionnelle au point d'insertion du transformateur, ce qui implique une modification de la répartition de la puissance réactive dans la zone concernée [2].

I.7 Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre un aperçu sur le fonctionnement des réseaux d'énergie électrique en commençant par l'historique des réseaux, leurs architecture et l'acheminement de puissance à travers ces réseaux. On a vu brièvement les facteurs qui limitent la puissance transmissible dans les lignes de transport et la chute de tension provoquée par le transit de puissance réactive. Enfin on a présenté les différents moyens classiques de compensation d'énergie réactive.

Chapitre Deux

FACTS

II.1 INTRODUCTION :

L'augmentation de la demande en énergie électrique a eu pour résultat, un rapide développement des réseaux électriques. Il existe différents domaines d'analyse des réseaux électriques, tels que la stabilité, le contrôle de la tension et de l'écoulement de puissance. La compensation de l'énergie réactive des ligne de transmissions modifie les caractéristiques électriques de manière à répondre à d'éventuelles demandes en charge. On trouve deux sortes de compensation : la compensation shunt et série. La compensation shunt est utilisée afin de contrôler la tension et la puissance transmise le long des lignes. La compensation série quand à elle, est utilisée dans le but de contrôler la transmise par la réduction ou l'augmentation de l'impédance de la ligne, cette compensation est employée dans le cas de longues lignes de transmissions.

Les méthodes traditionnelles de compensation réactive en régime permanent utilisent des capacités fixes ou des compensateurs synchrones. Ces méthodes de compensation ne sont pas très efficaces lors de l'apparition de sévère perturbation, ce qui affecte négativement le réseau.

II.2 UTILISATION DES FACTS :

Les FACTS permettent de contrôler dynamiquement l'écoulement de puissance en utilisant des divers composants de l'électronique de puissance [5].

II.2.1 Types de FACTS :

Les FACTS peuvent se diviser en six familles distinctes :

- SVC : Compensateur statique d'énergie réactive.
- TCSC : Capacité en série commandée par thyristor.
- TCPAR : Régulateur de déphasage par thyristor.

- STATCOM : Compensateur statique.
- SSSC : Compensateur série statique synchrone.
- UPFC : Contrôleur de transit de puissance unifié.

II-2-2 Compensation shunt :

Le compensateur d'énergie réactive a déjà fait ses preuves sous la forme d'une machine synchrone couplée au réseau et fonctionnant à vide. La puissance active alors consommée est uniquement liée aux pertes des machines. Le réglage du transfert d'énergie réactive se fait par le biais de l'excitation de la machine.

Ce principe de réglage, outre les nuisances sonores, nécessite un coup d'investissement initial et d'entretien non négligeables. Par ailleurs, l'inertie de la machine implique des temps de réponse conséquents.

Des inductances et des condensateurs commandés par des interrupteurs mécaniques ont été largement utilisés et le demeurent encore. Ce sont tout simplement des inductances ou des batteries condensateurs qui sont connectées au réseau en fonction de l'énergie réactive que l'on veut absorber ou fournir. Cette technique ne permet pas un réglage fin, et n'a pas un temps de réponse suffisamment rapide pour compenser de fortes variations d'énergie, de plus, les parties mécaniques demandent une importante.

II.2.2.1 Compensateur statique d'énergie réactive (SVC) :

La figure II.1 est le diagramme unifilaire de la connexion shunt du SVC (Static Var Compensator). Le SVC est composé des thyristors commandés par des capacités (TSCs) et d'autres par des réactances (TCRs). La génération de la puissance réactive varie constamment entre des valeurs capacitives et inductives mises en jeu dans le circuit. Le SVC est utilisé afin de réguler la tension des systèmes de transport, à la valeur de référence. L'installation d'un SVC à un ou plusieurs points appropriés dans le réseau peut augmenter la capacité de transfert et réduire les pertes tout en maintenant le profile de la tension pendant le régime perturbé [6].

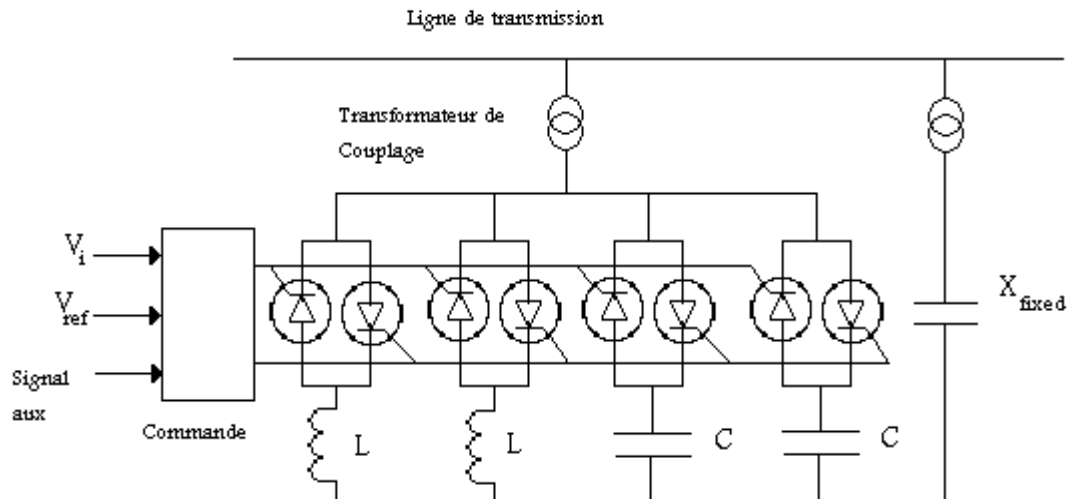


Figure II.1 Schéma type du SVC en connexion shunt.

Exemple de SVC :

- 160 SVC Contact utilisé, depuis 1975
- En service aujourd'hui > 32 000 MVA
- 500 MVA dans la fabrication

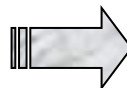


Figure II.2 SVC installée dans le réseau

II.2.2.2 Compensateur statique (STATCOM) :

Le dispositif STATCOM (Compensateur statique) a une caractéristique semblable au compensateur synchrone, mais comme dispositif électronique, il n'a aucune inertie et est supérieur au compensateur synchrone : une meilleure dynamique, une charge de placement inférieure et des coûts de fonctionnement et d'entretien inférieurs. Le modèle fonctionnel du SVS est décrit par la figure II.3.

L'amplitude V et le déphasage ϕ , sont définis respectivement par la valeur de référence de Q_{ref} et P_{ref} . Les valeurs de V et ϕ déterminent les puissances réactive et active échangées entre le SVS et le système AC.

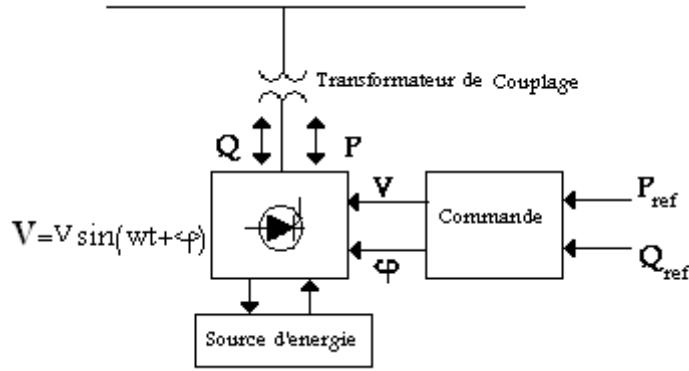


Figure II.3 Schéma représentatif du SVS (solid-stat switching-converter based)

Le SATACOM est utilise aussi comme un compensateur statique d'énergie réactive, SVC, pour la commande de la tension de transmission par la compensation shunt réactive.

Le STATCOM fournit une puissance réactive capacitive maximale, pour n'importe quelle tension même si elle est inférieur a zéro. Cette possibilité donnée par le STATCOM, prouve qu'il est plus efficace que le SVC, dans l'amélioration de la stabilité transitoire.

L'amplitude variable de la tension triphasée V contrôle l'échange de puissance réactive entre le STATCOM et le système AC. Dans ce cas, l'amplitude de la tension augmente au dessus de celle de la tension du système AC. Le STATCOM agit comme une capacité et génère une puissance réactive. Lorsque l'amplitude de la tension produite décroît au dessous de celle du système AC, le STATCOM agit comme une inductance et absorbe la puissance réactive.

Le STATCOM génère ou absorbe la puissance réactive (Figure II.4). Ce qui lui permet d'amortir les oscillations du réseau [5,9].

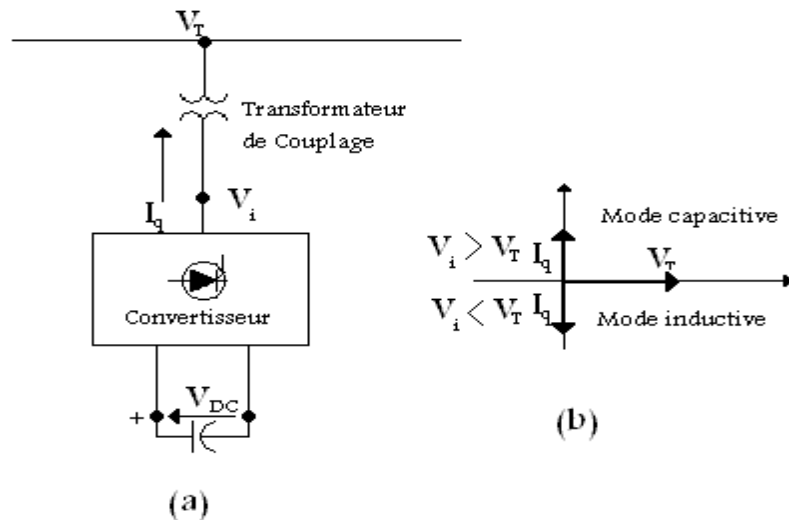


Figure II.4 Schéma: (a) STATCOM. (b) caractéristiques tension / courant du STATCOM

Exemple de STATCOM :

- 19 VSCs installed since 1997
- En service aujourd'hui >1500
- >300MVA en fabrication

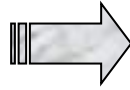


Figure II.5 STATCOM installée dans le réseaux électrique

II-2-3 Les systèmes de compensation série :

Le principe de ces compensateurs est de modifier l'impédance de la ligne de transport en insérant des éléments en série avec la ligne. Pour modifier l'impédance d'une ligne essentiellement inductive. On insère de éléments capacitifs. On va bien sur chercher à contrôler l'impédance de la ligne, en utilisant des condensateurs séries réglables.

II.2.3.1 Capacités série commandées par thyristor (TCSC) :

Les condensateurs en série commandés par thyristor (TCSC) fournissent une technologie prouvée qui adresse des problèmes dynamiques spécifiques dans des systèmes de transmission. Le gradin du TCSC est composé de capacités fixes en parallèle avec des thyristors, en série avec une bobine. Chaque gradin est en parallèle avec une varistance (MOV) en métal oxyde, qui protège le gradin contre les surtensions. Séparés et disposés en série, les gradins forment ainsi un système complet de compensation. La capacité principale de valeur fixe est disposée en séries avec les gradins.

La figure II.6 décrit le schéma de compensation série d'une ligne de transmission, dans lequel est inclut un TCSC à plusieurs modules. Il est possible de varier l'impédance totale de compensateur en modifiant l'angle d'amorçage du thyristor. La compensation série de la ligne de transmission, commandé par thyristor permet d'amortir les fluctuations de puissance car le TCSC est essentiellement utilisé afin de contrôler l'écoulement de puissance [7].

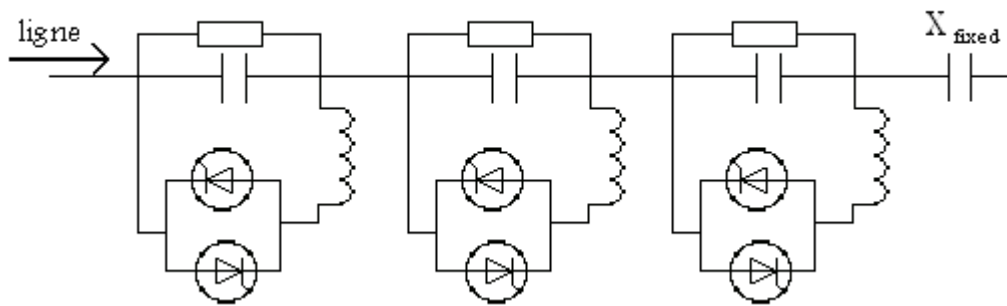
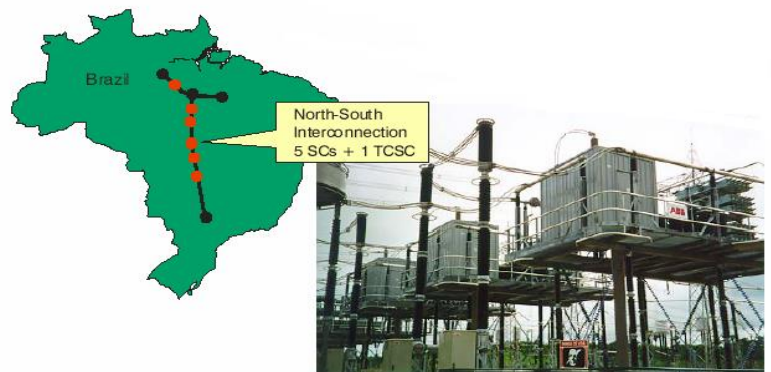


Figure II.6 Schéma d'un TCSC multi gradins pour une compensation série.

Exemple de TCSC :

Situation de tension en :

- Maraba 348 Mvar SC 500 kV
- Miracena 161 Mvar SC 500 kV
- Colinas 2x161 Mvar SC 500 kV
- Imperatriz 161 Mvar SC 500 kV
- 107 Mvar TCSC 500 kV



II.2.3.2 Compensateur Série Statique Synchrone (SSSC) :

Le SSSC est utilisé pour injecter une tension en série dans la ligne de transport. La figure II.7 représente un dispositif dans lequel des tensions en série, sont injectée dans la ligne de transport afin d'accroître ou de décroître la tension à travers l'impédance inductive de la ligne et par la suite augmenter le courant fondamental de la ligne et la puissance transmise. Par conséquent, si le déphasage de la tension injecté ΔV est choisie à 90° degré en arrière par rapport au déphasage du courant de la ligne, nous obtenons une compensation série équivalente a celle fournie par un condensateur série a la fréquence fondamentale. Par contre, si le déphasage de ΔV est de 90° en avance sur le courant de la ligne, la compensation série au même effet que lorsque l'impédance réactive de la ligne augmente.

Contrairement a la compensation série conventionnelle, la tension injectée ΔV fournie par le SSSC est indépendante du courant de la ligne. Le SSSC permet de fournir une tension de compensation constante en présence d'un courant de ligne variable.

L'amplitude de la tension injectée ΔV peut être commandée indépendamment de l'amplitude du courant de la ligne. Le pouvoir que possède le SSSC pour la compensation de la ligne de transport, dans les deux modes capacitif et inductif, peut être utilisé dans l'amortissement des oscillations du réseau [5,10].

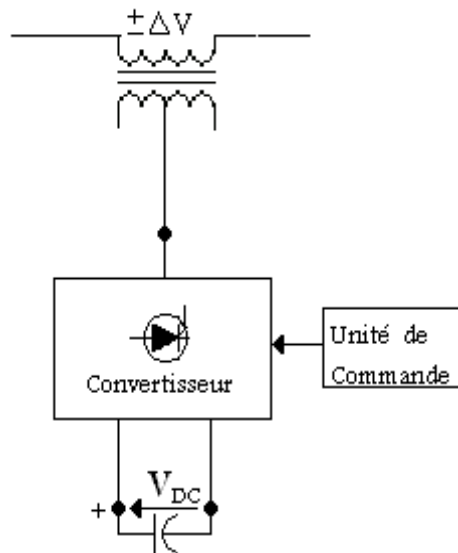


Figure II.7 Compensation série statique synchrone

II.2.3.3 Régulateur de déphasage commandé par thyristor (TCPAR) :

Dans les lignes de transmission, les puissances actives P et réactive Q est fonctions du déphasage entre les deux tensions de départ et d'arrivée. Placé en série avec la ligne de transmission, le TCPAR met les tensions en quadrature et modifie le déphasage de la tension à travers la ligne et par conséquent, commande l'écoulement de puissance.

Le schéma type TCPAR est montré sur la figure II.8 qui comporte un transformateur d'excitation relié par shunt, un transformateur d'insertion de série et un arrangement de commutateur de thyristor reliant une combinaison choisie de tension. La capacité du TCPAR à maintenir l'angle interne pendant les premières oscillations peut également être utilisée efficacement pour augmenter la marge de stabilité du système [5].

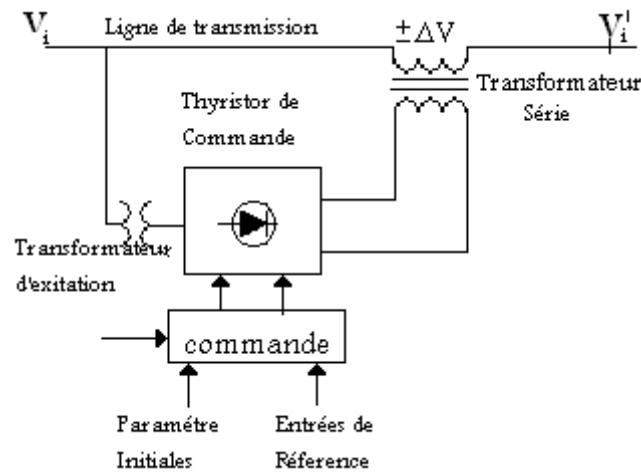


Figure II.8 Schéma du contrôle de l'angle de transport par TCPAR

II-2-4- Compensateurs hybrides série – parallèle :

II2.4.1 Contrôleur de transit de puissance unifié (UPFC) :

Si on remplace la capacité C dans la figure I.6 par un accumulateur d'énergie (DC) ayant une capacité infinie, le déphasage de la tension série ΔV peut être choisi indépendamment du courant de la ligne entre 0 et 2π . Ceci est possible lorsque la source de tension synchrone, SVC, génère et absorbe la puissance active et réactive. Dans un cas idéal, la puissance réactive est généralement produite ou absorbée, mais en pratique la puissance active est générée et absorbée par l'accumulateur d'énergie (DC). Si la source DC est disponible, elle peut être considérée comme le système de puissance AC.

L'implantation pratique d'un tel dispositif, dans lequel la source d'énergie DC est alimentée par le système de puissance AC est décrite dans la figure II.9. Le convertisseur à connexion shunt fournit la puissance active que l'onduleur à connexion série échange avec la ligne. Cette figure montre que les deux convertisseurs AC-DC peuvent fournir la compensation nécessaire tout en assurant un échange de puissance active et réactive à travers la liaison capacitive DC.

L'un du convertisseur est placé en série et l'autre en parallèle avec la ligne transmission.

Le convertisseur (2) est utilisé pour injecter une tension série ΔV à la tension terminale du réseau AC, avec une amplitude et un déphasage variable. Cette tension injectée, agit comme une source de tension AC dans laquelle le courant qui circule est celui de la ligne. La génération de l'énergie active demandée par le convertisseur (2) est assurée par la connexion en shunt du convertisseur (1) avec le système de puissance AC.

La génération de la puissance réactive dans le convertisseur shunt est indépendante de la puissance active échangée avec la source terminale DC. Par conséquent, le convertisseur

shunt peut aussi accomplir la fonction d'un STATCOM indépendant. Grâce à ce dispositif, il est possible de fournir une tension série ΔV avec une amplitude et un déphasage ϕ appropriés. Le UPFC peut réaliser une multitude de fonction qui permettent le contrôle de l'écoulement de puissance. Les différentes fonctions du contrôle de l'écoulement de puissance du UPFC, sont les suivantes:

- Commande de la tension d'arrivée et réglage de la tension de départ.
- Commande de la compensation série de la ligne.
- Contrôle par réglage de déphasage.
- Combinaison de toutes les commandes de la tension terminale, de la compensation série de la ligne ainsi que le réglage du déphasage.

Le UPFC est extrêmement puissant grâce à son pouvoir d'agir sur différents paramètres, ce qui permet d'avoir une commande adéquate de l'écoulement de puissance [5,11].

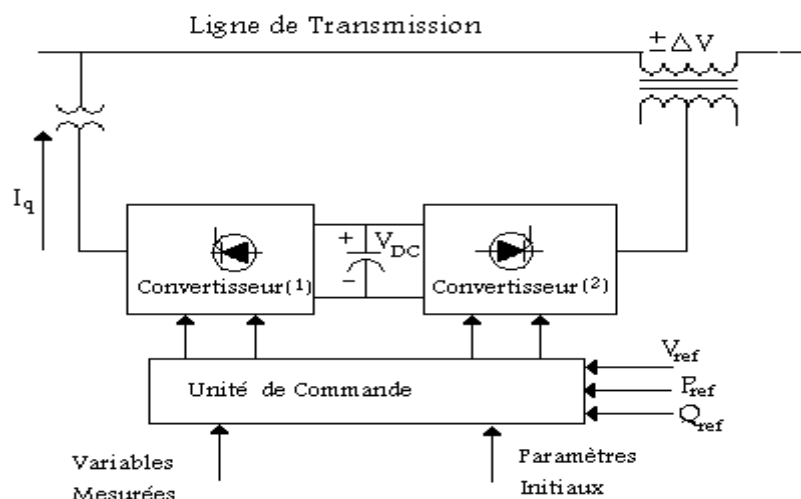


Figure II.9 Contrôleur de transit puissance unifié

II.3 Application des FACTS :

L'idée principale des FACTS peut être expliquée par l'équation de base du la puissance transmise à travers une ligne de transport à courant alternatif.

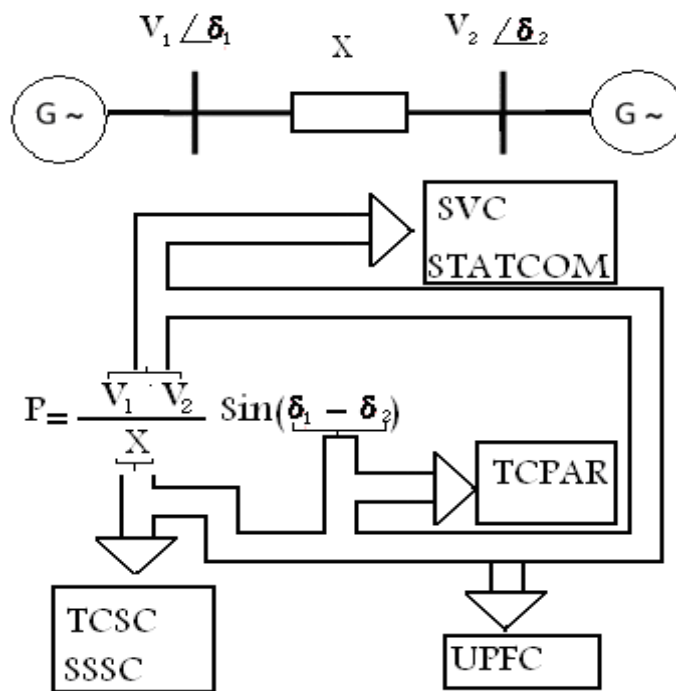


Figure II.10 Diagramme schématisant les applications des FACTS dans les réseaux.

La figure II.10 représente la puissance transmise entre deux noeuds du système. Elle dépend des tensions aux deux extrémités de l'interconnexion, de l'impédance de la ligne et de la différence d'angle de phase entre les deux systèmes. Les différents dispositifs de FACTS peuvent activement influencer un ou plusieurs de ces paramètres pour la commande du flux de puissance et pour l'amélioration de la stabilité de tension aux noeuds de l'interconnexion. Selon la configuration du système, les tâches des FACTS peuvent être récapitulées comme suit:

- Systèmes maillés: Commande du transit de puissance.
- Systèmes radiaux et lignes parallèles: commande de l'impédance.
- Systèmes faiblement connectés: commande de la tension.

Le tableau II.1 résume d'une manière simple l'impact de l'utilisation de chaque FACTS, à la résolution des différents problèmes qui entravent le bon fonctionnement du réseau électrique.

Tableau II.1 Application des FACTS a la résolution des problèmes dans le réseau [5]

	Contrôle de Charge	Contrôle de Tension	Stabilité Transitoire	Amplitude des Oscillations
SVC STATCOM	★	★★★	★	★★
TCSC	★★	★	★★★	★★
SSSC	★★★	★	★★★	★★
TCPAR	★★★	★★	★	★★
UPFC	★★★	★★★	★★★	★★★

Influence:

Petite → ★.

Moyenne → ★★.

Forte → ★★★.

Les lignes de transport constituent une composante importante du réseau. Elles sont constituées d'impédances série et shunt. L'impédance série peut affecter le maximum de puissance transmise à travers la ligne et l'impédance shunt est à prédominance capacitive. L'impédance série de la ligne, les tensions de départ et d'arrivée ainsi que le déphasage entre les tensions, déterminent la puissance transitée. Les FACTS sont utilisés afin de changer les paramètres série et shunt ainsi que le déphasage des tensions d'arrivées des lignes de transport dans le but de contrôler l'écoulement de puissance [5].

II-4 LES AVANTAGES DE LA TECHNOLOGIE DES DISPOSITIFS FACTS :

- Contrôle le transit de la puissance active.
- Augmente la sécurité du système énergétique (augmentation de la limite de la stabilité transitoire, amortissement des oscillations ...)
- Réduit le transit de l'énergie réactive.
- Optimise les puissances générées, donc réduit le coût de production de l'énergie.
- Améliorée l'interconnexion et l'échange énergétique

II.5CONCLUSION :

Nous avons présenté dans ce chapitre un aperçu sur les dispositifs FACTS, ses types. Parmi ces derniers, les dispositifs FACTS sont introduits d'une manière simple en précisant pour chacun : sa définition, son schéma représentatif ainsi que ses domaines d'application.

Chapitre Trois

Teste et Application

III.1 INTRODUCTION :

Dans ce chapitre nous avons étudié le comportement du système, il est nécessaire d'établir un modèle adéquat du dispositif FACTS (SVC et l' UPFC).

La conception, les principes de fonctionnement, le modèle mathématique et les blocs de commande de base des les dispositifs SVC et l'UPFC sont trouvés dans Toolboxes Enivrement MATLAB ainsi que les résultats des simulations obtenus par Matlab.

III.2 SVC :

III.2.1 Modélisation de SVC:

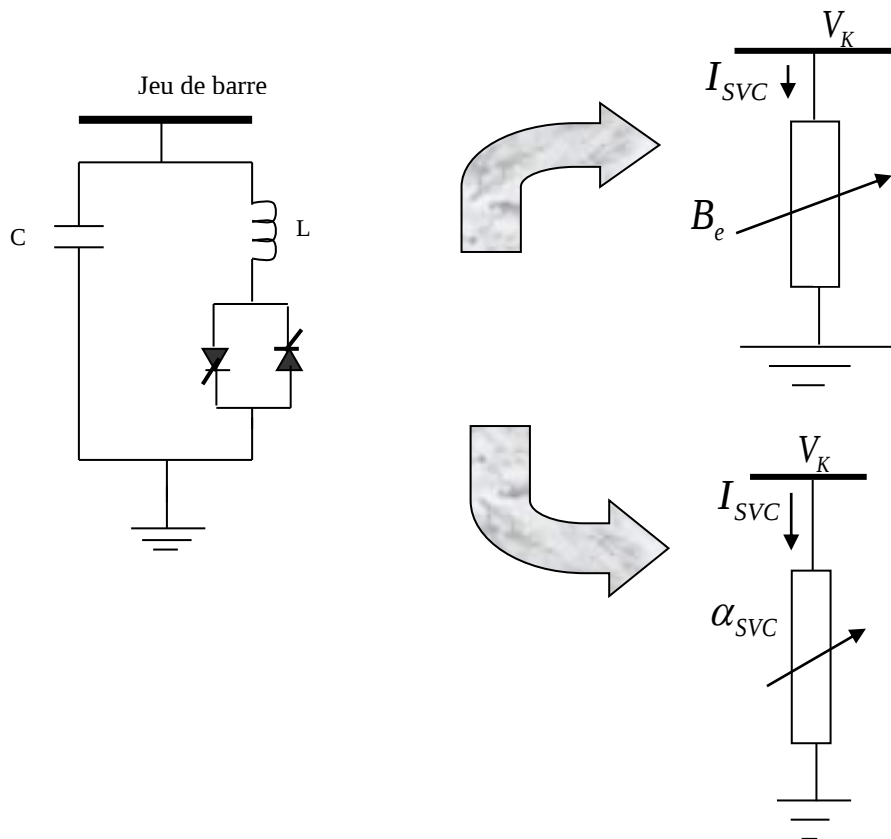


Figure III.1: Présentation d'un compensateur SVC

V_K : est la tension du réseau où est connecté le SVC.

B_e : est la susceptance.

I_{SVC} : est le courant dans le SVC.

III.2.2 Modèle du compensateur shunt SVC:

On définit B_e la susceptance de SVC $B_e = \frac{1}{X_e}$

$$B_e = \frac{\sin(2\alpha) - 2\alpha + \pi(2 - \frac{X_L}{X_C})}{\pi X_L} \implies$$

$$X_e = \frac{\pi X_L}{\sin(2\alpha) - 2\alpha + \pi(2 - \frac{X_L}{X_C})}$$

Avec $V = V_{ref} + X_{SL} I$

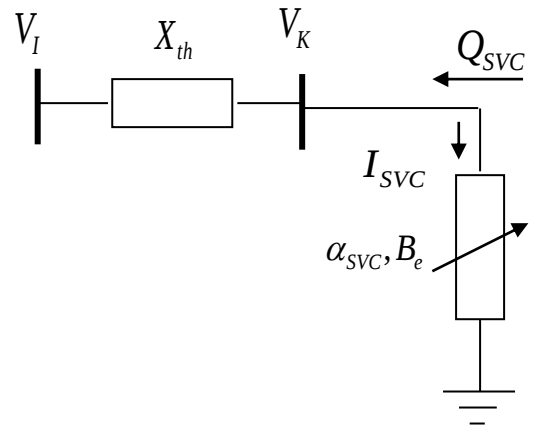
Et $X_{SL} = \{\pm 5\% \text{ où } \pm 2\%\}$ de la valeur de V_{ref} [12].

Les équations qui décrivent le comportement du SVC dans le réseau sont :

$$V_I - V_{REF} + X_{SL} V_K B_e = 0$$

$$Q_{SVC} - V_K^2 B_e = 0$$

$$\pi X_C X_L B_e + \sin 2\alpha + \pi \left(2 - \frac{X_L}{X_C} \right) = 0$$



Représentation du circuit de base pour le compensateur SVC

Avec α représente la variation de l'angle d'amorçage des thyristors : α compris entre $[90^\circ \text{ et } 180^\circ]$ [12].

La réactance contrôlée par les thyristors est en fonction de X_L, X_C, α . On peut tracer la courbe de $B_e = f(\alpha)$, si $X_C = 1(pu)$, $X_L = 0.5(pu)$.

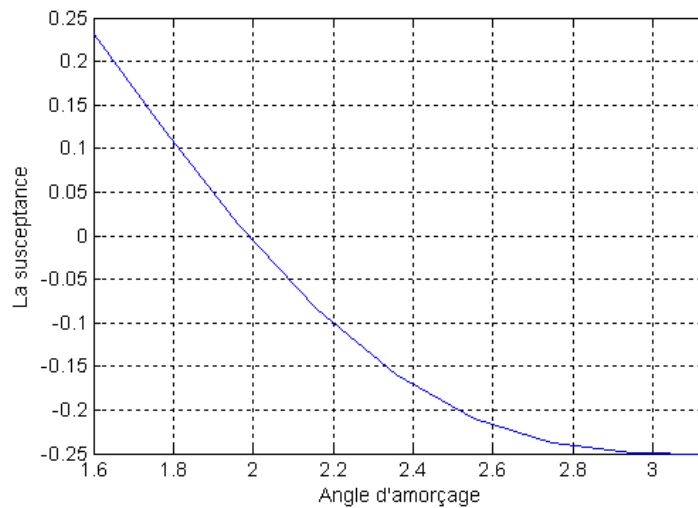


Figure III.2 : la variation de la susceptance en fonction de l'angle d'amorçage

On remarque que B_e change de signe lorsque α varie (Figure III.2)

- ✓ Pour certains valeurs de α , B_e est positif, donc le montage fonctionné en mode inductif.
- ✓ Pour les autres valeurs, B_e est négatif, donc le montage fonctionné en mode capacitif.
- ✓ Pour $\alpha = \alpha_0$, B_e est nulle donc le montage est représenté par une charge infinie.

Pour chaque valeur de X_L (X_C fixe), on obtient une caractéristique de B_e et pour choisir la première valeur il faut tenir compte de la nature de la charge à compenser et le type de ligne [12].

Par exemple :

Pour $X_L = 1(pu) = B_e \leq 0$, donc le SVC est toujours en mode capacitive. Par contre $X_L \leq 1(pu)$, le SVC fonctionne en mode capacitive ou inductive, d'après l'angle α .

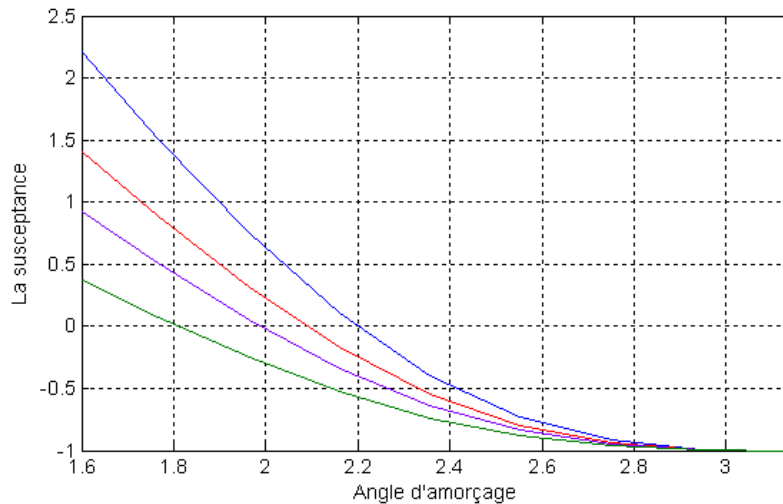


Figure III.3 : Variation de la susceptance en fonction de l'angle α

III.2.3 Partie simulation :

Cette partie présente une analyse générale de la stabilité transitoire en présence d'un dispositif SVC (Toolboxes Enivrement MATLAB). Cette étude a été testée sur un réseau standard de 'Hydro Quebec Canada', constitué de 3 jeux de barres et de 2 générateurs (turbine hydraulique). Afin de comprendre l'impact de SVC sur la marge de stabilité transitoire un modèle simplifié a été employé. Les résultats de calculs ont été obtenus par une simulation sous l'environnement MATLAB (SIMULINK) dans les deux cas :

Sans compensation et avec compensation.

Les courbes qui ont été exposé dans cette partie correspond à :

La tension de SVC, la susceptance B , l'angle de charge δ et la puissance transité.

Pour les différents types de court-circuit triphasée.

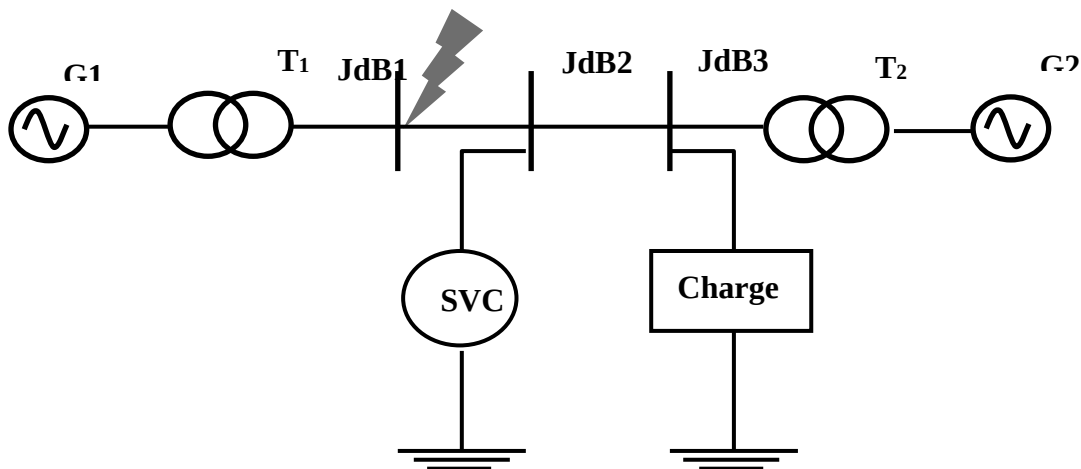
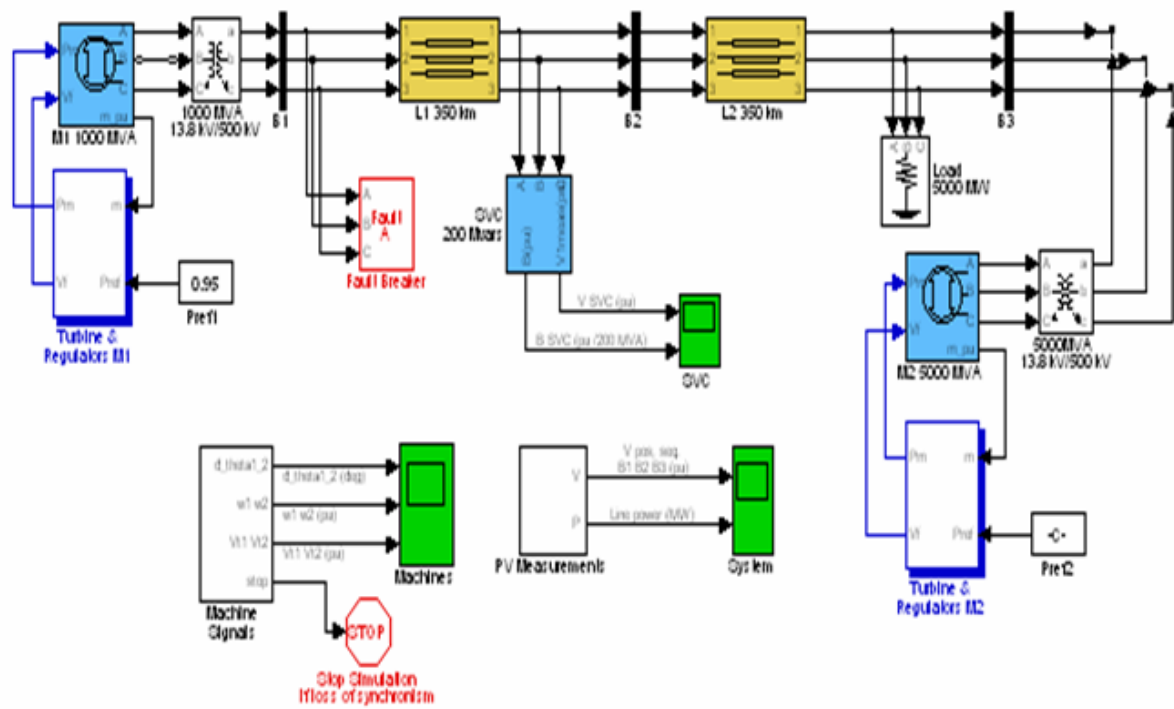


Figure III.4 : Schéma unifilaire du réseau test de simulation Hydro-Quebec-Canada [14].

Bloc de Simulink représente l'installation de SVC dans le réseau test [14]:



III.2.3.1 Court-circuit triphasé à la terre : sans compensation

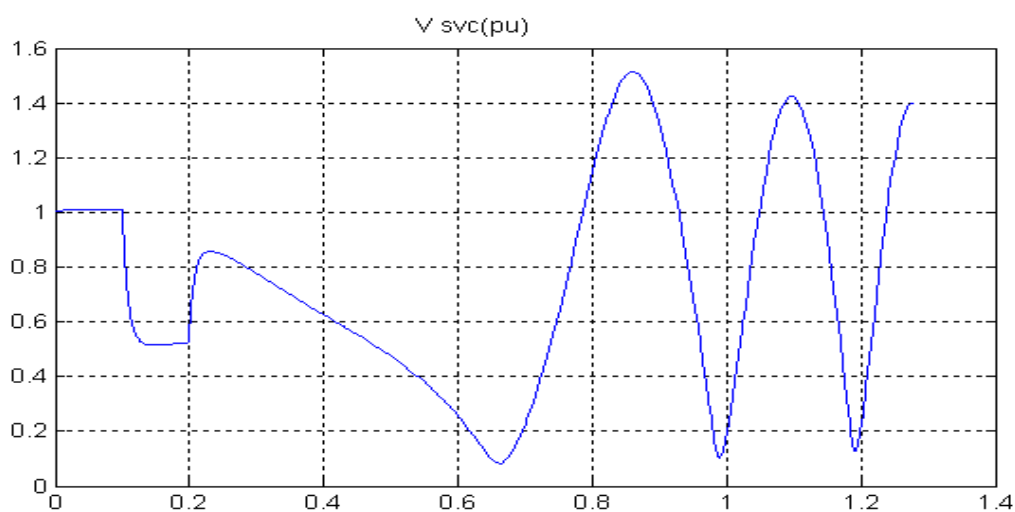


Figure III.5 : Variation de la tension

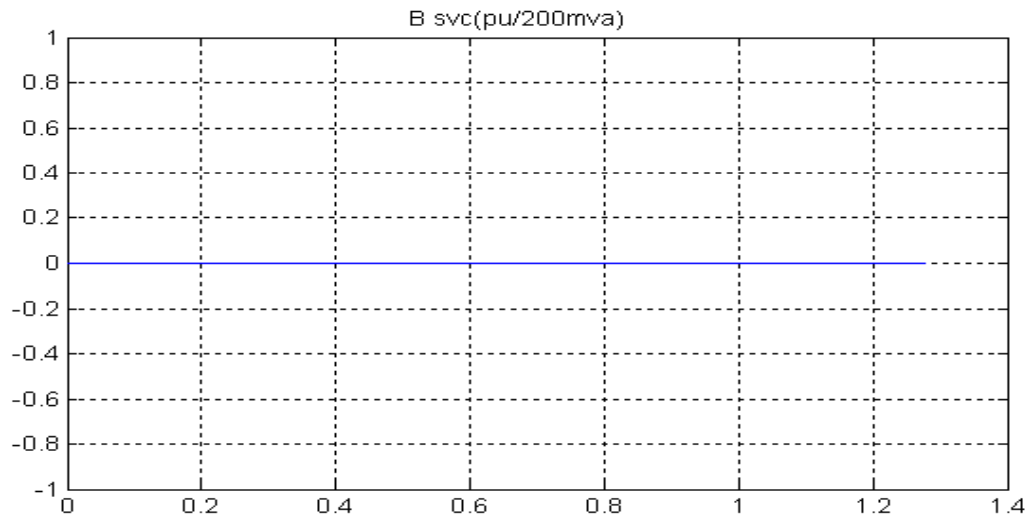


Figure III.6 : Variation de la susceptance

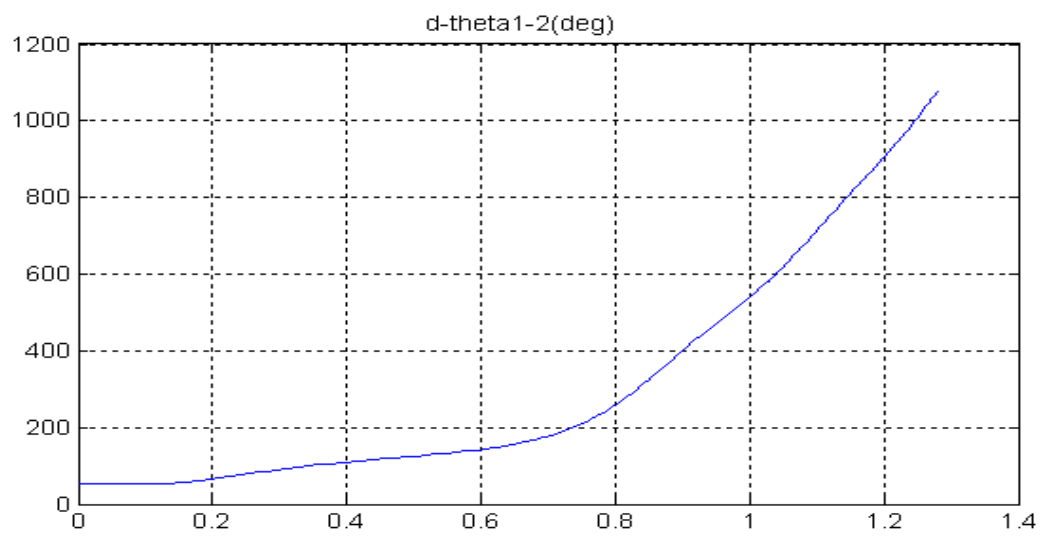


Figure III.7 : Variation de l'angle de charge

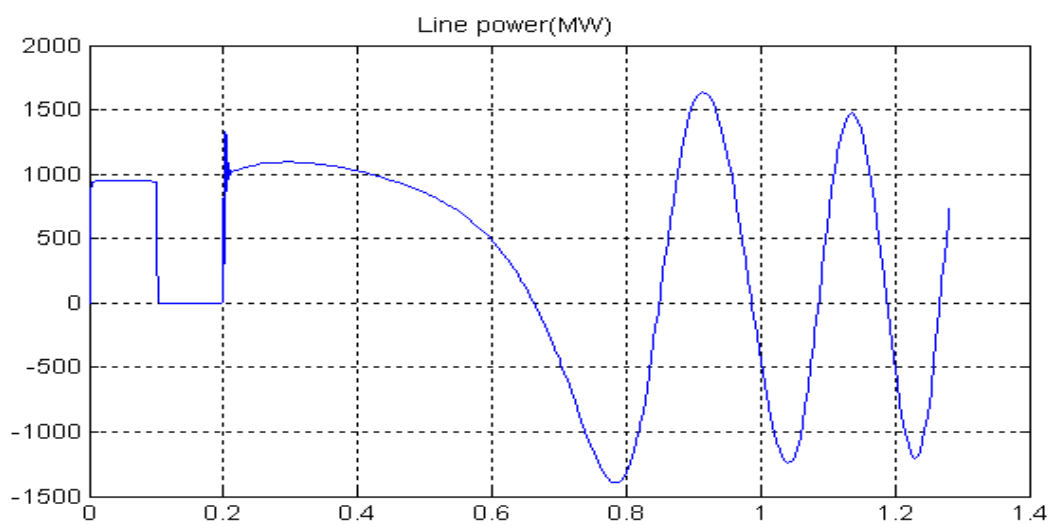


Figure III.8 : Variation de la puissance maximale transitée

III.2.3.2 Court-circuit triphasé a la terre: Compensation avec SVC

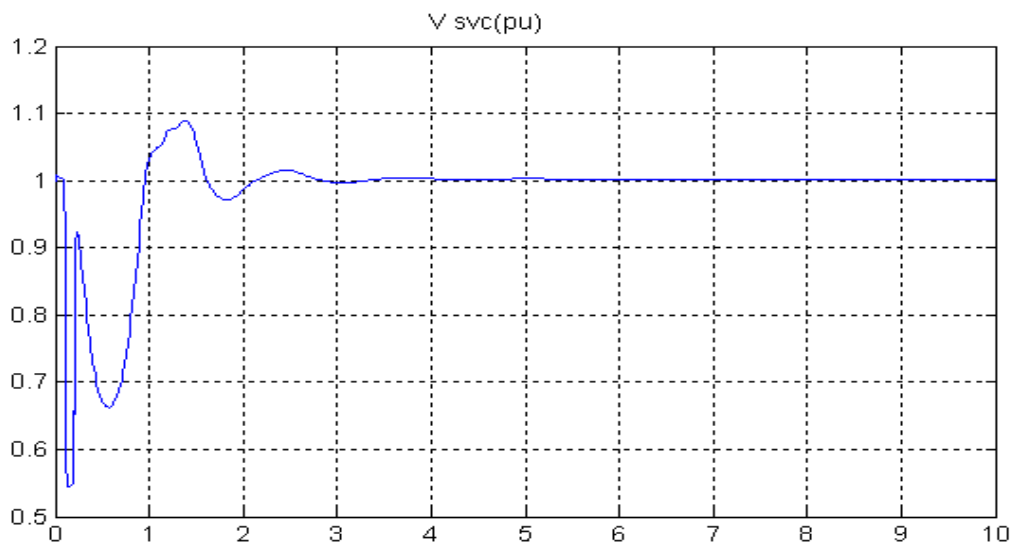


Figure III.9 : Variation de la tension

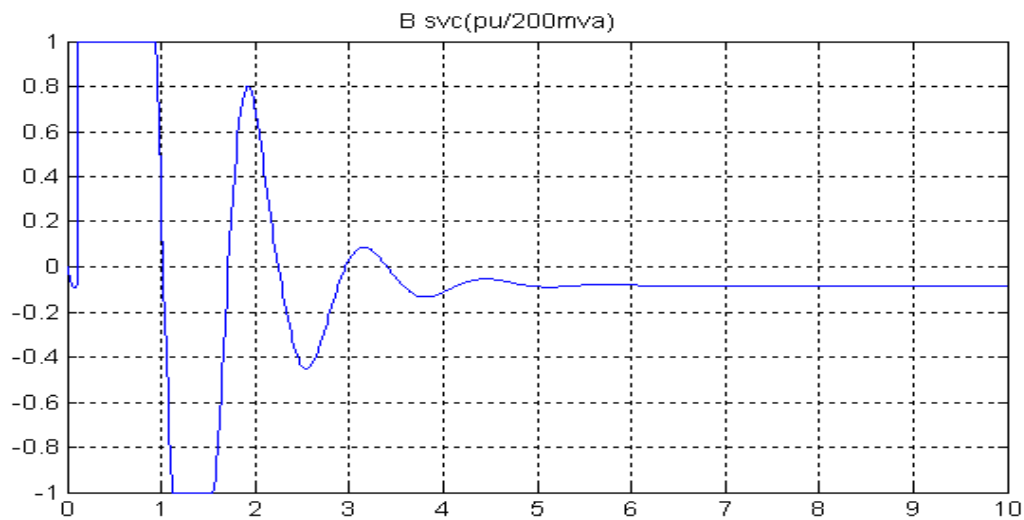


Figure III.10 : Variation de la susceptance

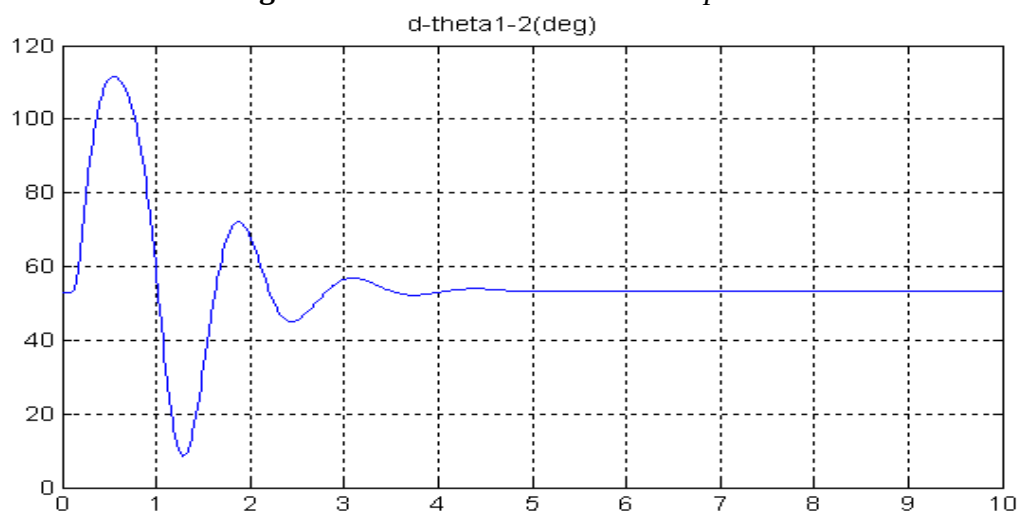


Figure III.11 : Variation de la susceptance

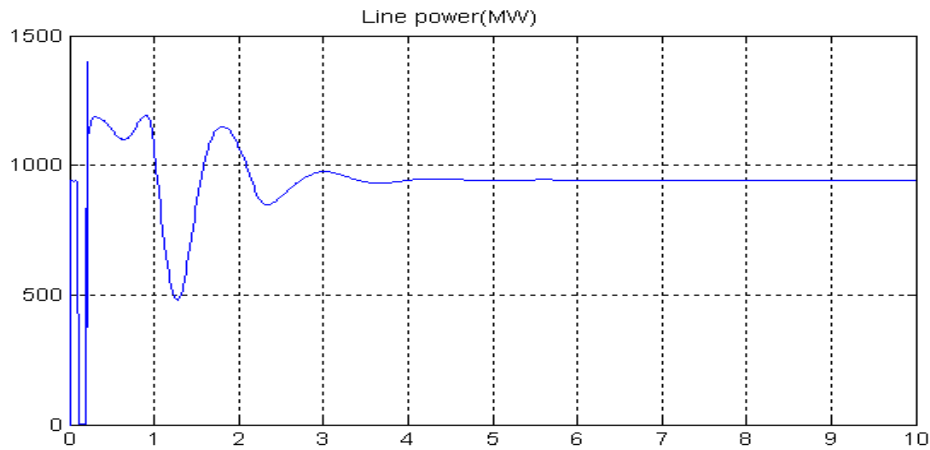


Figure III.12 : Variation de la puissance maximale transitée

La difficultés du point de vu stabilité apparaissent lors de court-circuit triphasé, celui-ci entraîne une brusque chute de tension, et par conséquent la liaison entre les alternateurs, devient si faible que souvent, ce qui entraîne une rupture de la stabilité.

L'utilisation de ce dernier a permis d'améliorer d'une remarquable la marge de stabilité transitoire. Le comportement transitoire d'un réseau test soumis à un défaut (monophasé, biphasé et triphasé), près du jeux de barres du source de production a été investi par simulation pour les cas suivant: sans SVC, avec SVC. Le changement apporté par les SVC en terme d'amélioration du temps critique d'élimination du défaut ainsi que l'influence de leurs emplacements et leurs paramètres ont été étudiés.

III.4 l'UPFC

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés de tension à thyristors GTO, l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé et l'autre connecté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile. Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage comme indiqué sur la figure III.13.

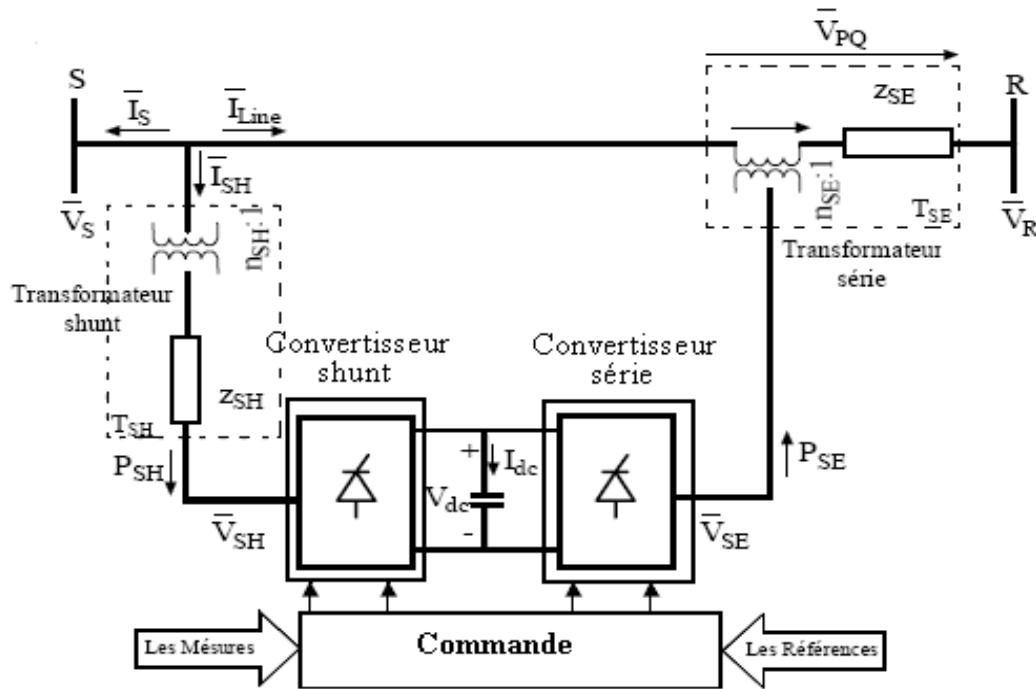


Figure III.13 Schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique

L'onduleur série injecte une tension à la même fréquence que celle du réseau et dont l'amplitude et la phase est ajustable. Ce réglage d'amplitude et de phase permet d'obtenir trois modes de fonctionnement de la partie série [13]:

- régulation de tension avec injection de tension.
- contrôle de l'impédance de ligne : la tension injectée est en quadrature avec le courant de ligne.

Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.

- contrôle de phase : l'amplitude et la phase de la tension injectée sont calculées de manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC.

III.4.1 Modélisation d'un UPFC [13]:

Un système de contrôle efficace est essentiel afin de tirer l'avantage maximum des possibilités inhérentes de l'UPFC. La raison unique des caractéristiques de l'UPFC est commandée indépendamment de la puissance active et réactive. Pour tenir compte de la nécessité la commande de active et réactive puissance indépendante dans un UPFC, une commande à trois niveaux de convertisseur ou une certaine prolongation de la technique de MLI utilisée dans des convertisseurs à deux niveaux doit être mise en application.

Le équipements d'UPFC utilise est basé sur deux convertisseurs identiques, chacun composé de structures multiples de valve de la puissance élevée GTO alimentant un transformateur intermédiaire. La tension de sortie de convertisseur est une sinusoïde de 48 impulsions produites par la commutation appropriée des valves entre le positif. Zéro et négative de tensions de condensateur DC.

III.4.2 Application :

Considérons le réseau teste de notre étude qui est constitué d'un générateur connecté au réseau infini par le transformateur T et ligne de transmission d'énergie.

En considérant les grandeurs réduites du système, le schéma équivalent du réseau est présenté par la figure III.14.

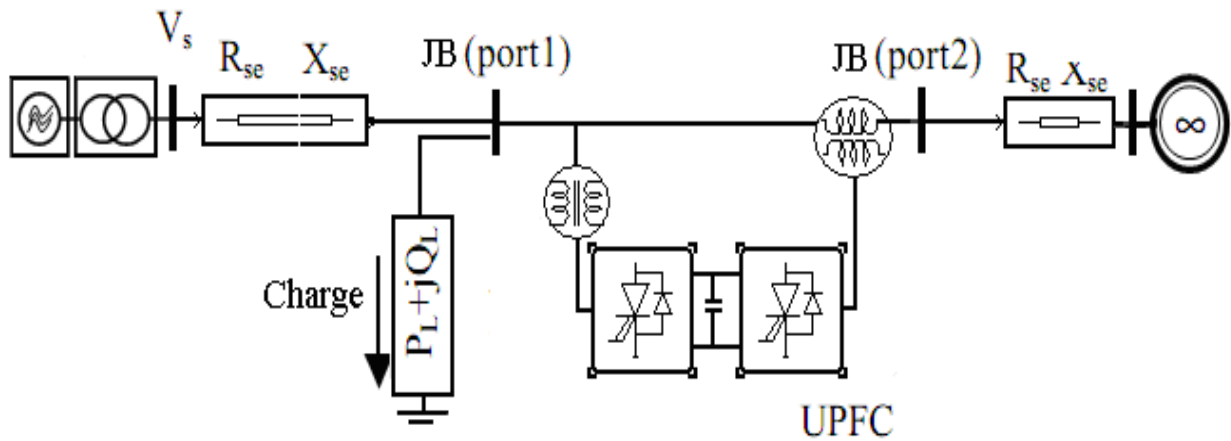


Figure III.14 Schéma équivalent en grandeurs réduites :

Pour simplifier les calculs, nous avons utilisé des grandeurs réduites. Nous considérons d'abord la base du système en grandeur réduite comme suit :

$$S_{base}=1000 \text{ MVA} \quad \text{et} \quad U_{base}=400 \text{ KV}$$

Par conséquent les deux autres bases du système (le courant et l'impédance), sont calculées de la manière suivante :

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}U_{base}} = 1443.37 \text{ A}$$

$$Z_{base} = \frac{U_{base}^2}{S_{base}} = 160 \text{ } \Omega$$

III.4.3 Les résultats des simulations :

Nous avons fait les simulations avec MATLAB. Nous avons d'abord choisi les références des système : $P = 1$ p.u et $V_{dc} = 3.38$ p.u et $V_1 = 1$ p.u, $V = 1$ p.u.

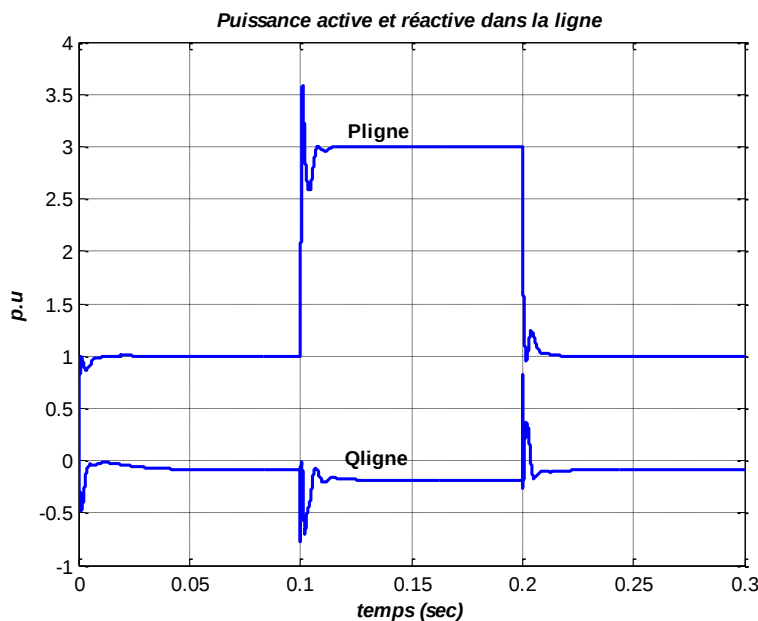
Et la charge applique est $P_{ch} = 3$ p.u et $Q_{ch} = 2$ p.u

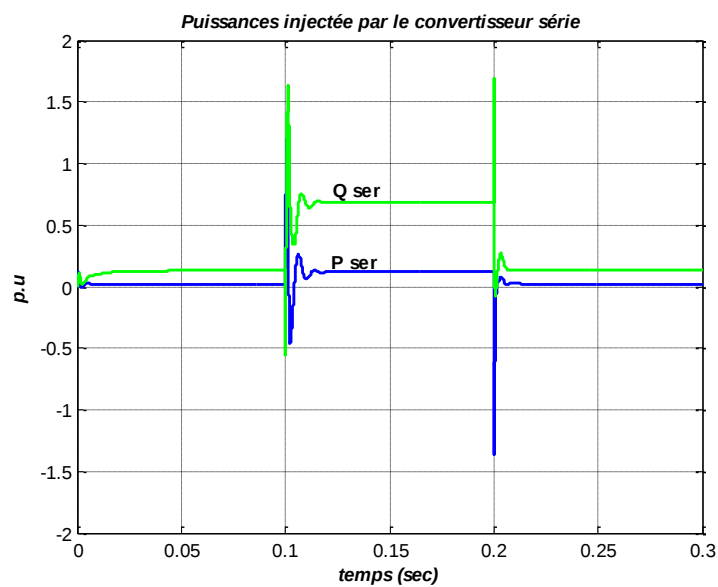
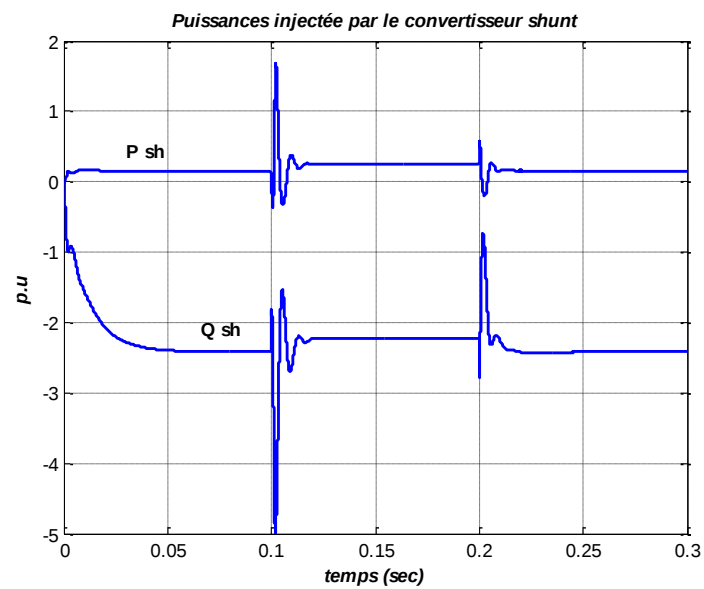
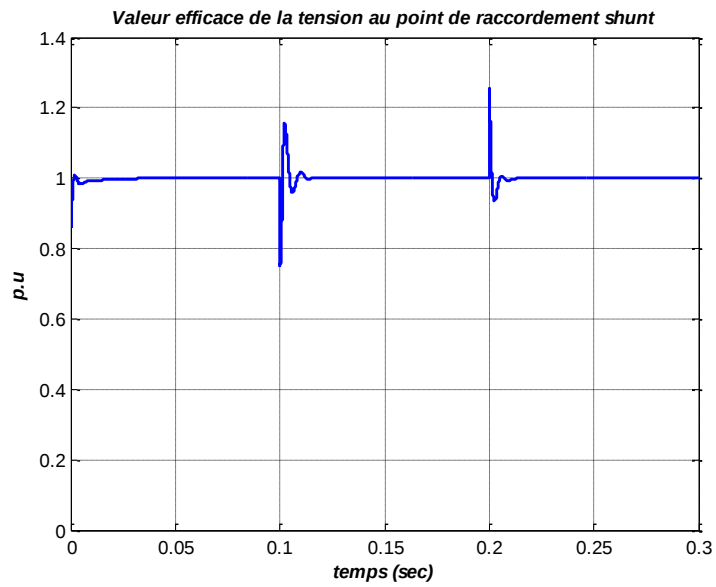
A l'instant $t = 0.1$ s, nous avons changé les références de puissance pour qu'elles deviennent : $P=3$ p.u. Ensuite, à l'instant $t=0.2$ s nous avons remis les références initiales.

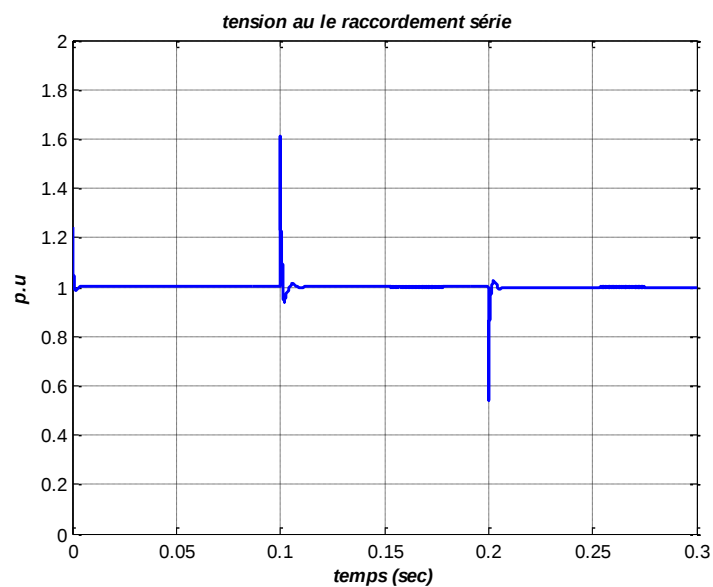
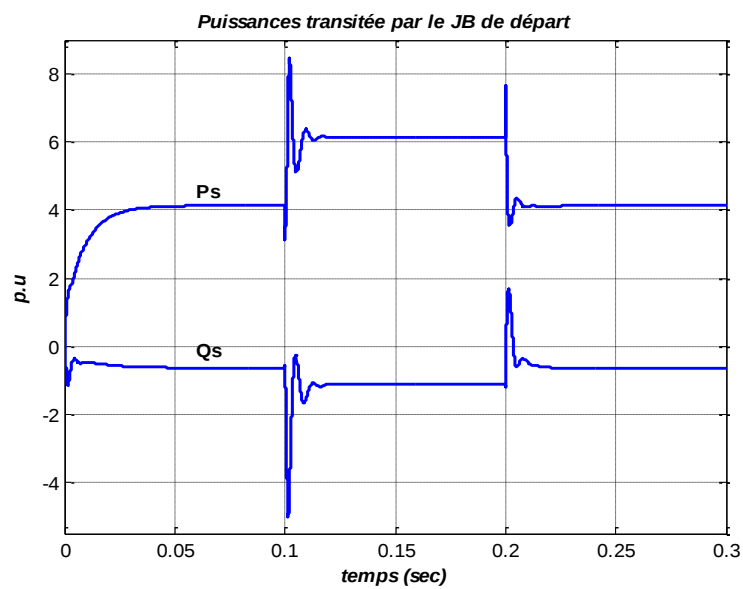
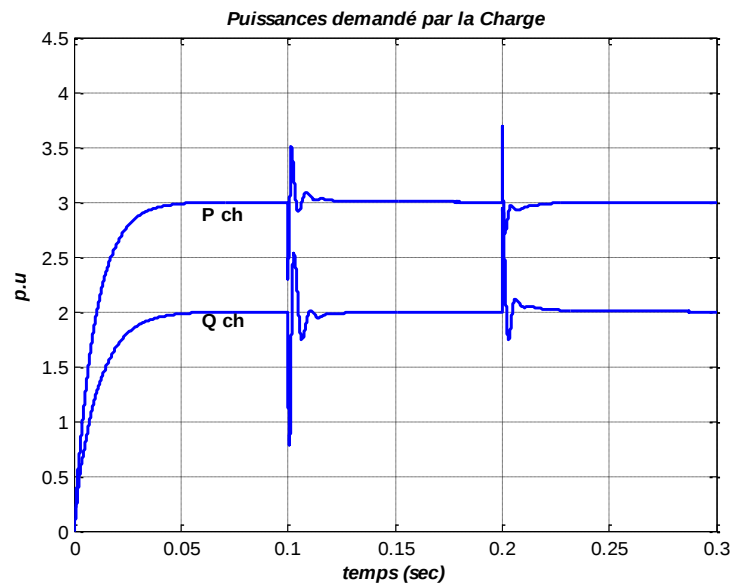
La figure III.14 montre les variations de :

- La puissance active et réactive
- La tension injectée en série
- Le courant injecté par la partie parallèle
- La puissance réactive injectée par partie parallèle
- La valeur efficace de la tension au point de raccordement
- La tension aux bornes du condensateur

Nous remarquons que les puissances actives suivent leurs consignes, cela valide le bon fonctionnement des régulateurs de la partie série. Grâce aux régulateurs de la partie parallèle, la tension au point de raccordement ainsi que celle aux bornes du condensateur restent constantes. En effet, la partie parallèle injecte (ou consomme) de la puissance réactive de manière à ce que la tension du réseau reste constante.







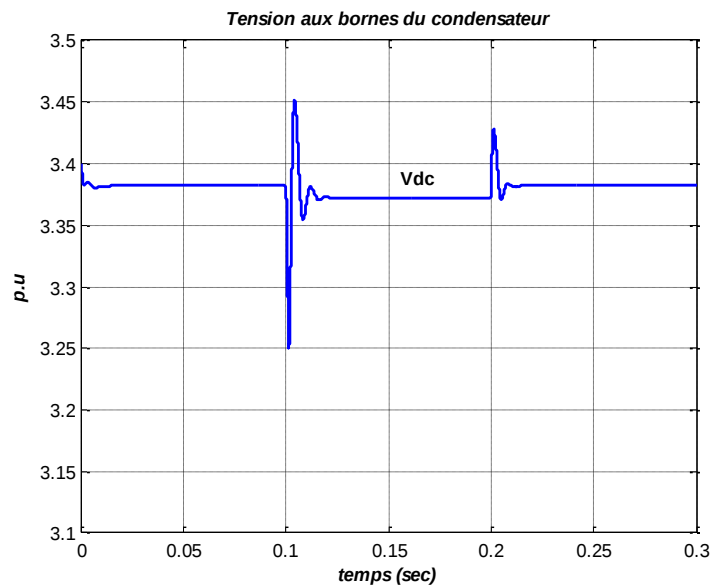


Figure III.15 : Résultats des simulations pour le contrôle de la puissance dans la ligne

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre On a démontré que chaque dispositif peut influencer d'une manière ou d'une autre sur les paramètres des réseaux électriques. Le modelé du dispositif SVC est utilisé principalement comme un moyen de réglage de la tension. Le modèle d'injection du dispositif UPFC qui appartient à la dernière génération des dispositifs FACTS, permet de contrôle des différents indices de qualité de l'énergie (tension, puissance active, puissance réactive).

Conclusion Générale

Après l'étude accomplie dans ce mémoire concernant la compensation dynamique dans les réseaux électriques on utilise des dispositifs FACTS, on peut conclure que l'intégration de cette nouvelle technologie (FACTS) dans la structure des réseaux électriques, permet le réglage des tensions, le contrôle du transit de la puissance active et réactive, ce qui permet une meilleure gestion de l'énergie et une amélioration des indices de qualité de l'énergie électrique.

Les résultats obtenus dans ce travail sous l'environnement (MATLAB), montrent clairement l'avantage d'intégrer des dispositifs, un contrôle flexible de l'énergie réactive est réalisé par un emplacement efficace du dispositif shunt SVC, et l'UPFC permet dans les deux cas d'améliorer les indices de qualité de l'énergie.

Comme perspective nous proposons à la nouvelle promotion d'élargir l'étude du problème de l'énergie réactive en utilisant ces nouvelles techniques.

.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] E. GH. Sahraki, "Apport de l'UPFC à l'Amélioration de La Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques", Thèse de Doctorat Université de Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003.
- [2] M. Crappe, "Commande et regulation des réseaux électriques", Lavoisier 2003.
- [3] J.M. Escane, " Réseaux d'énergie électrique – Modélisation : Lignes, Cables, Eyrolles", Paris 1997.
- [4] P. Bornard, M. Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement", Technique de l'ingénieur D 4 090, pp 1-23.
- [5] A. E. Hammad, Analysis of power system stability enhancement by Static Var Compensator, IEE transactions in power systems, VOL. PWRS-1, No. 4, pp. 222-227, November 1986.
- [6] Yvon Bésanger, Vers l'Amélioration de la Sécurité des Réseaux Electriques de Puissance, l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2006.
- [7] Delendi LOUARDI, Controle de l'Ecoulement de Puissance Active par Systeme FACTS, Thèse de Magister, Université de Batna, 2009
- [8] K. Belacheheb, "Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport ", Thèse de doctorat de l'université de HENRI POINCARE NANCY I, 21 Juin 2001.
- [9] T. Allaoui, " Réglage Robuste de l'UPFC Pour Optimiser l'Ecoulement des Puissances Dans Un Réseau Electrique", Thèse de magister, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Avril 2002.
- [10] A. A. Ladjici, A. Barar, "Introduction aux systèmes flexibles de transmission en courant alternatif FACTS ", Mémoire d'ingéniorat, Ecole National Polytechnique, Alger, Juin 2002.
- [11] J. L. Thomas, " Les systèmes flexibles de transport et de distribution électrique FACTS", 10eme entretien Physique – industrie, Paris, 19 Octobre 2006.
- [12] L. Belkacem et Salem (Compensation dynamique de l'énergie reactive dans les réseaux électrique), Université de Biskra promotion juin 2005.
- [13] L. Yacine, " Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS pour l'amélioration de la stabilité des réseaux interconnectés", Thèse de magister, Université de Biskra, 2009.
- [14] The Power System Tolbox, Environment MATLAB 6.5.