

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de la Recherche Scientifique

Université 08 mai 1945 Guelma
Faculté des Sciences et Technologie

660



**Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme
de Master Académique**

Domaine : sciences et techniques

Département d'Électrotechnique et d'Automatique

Spécialité : Réseaux Électriques

**Etude et application des dispositifs FACTS dans
les réseaux d'énergie électrique**

Présenté par :

**SELATNIA Mouhssine
ZEDJAR Hamdi**

Sous la direction de:

Mr. BELOUCIF Faycel

Juin 2011



Remerciements

Nous tenons à remercier en premier Allah qui nous a donnée vie et santé pour le parachèvement de ce modeste travaille.

Nous remercions de tout cœur notre encadreur Mr. Beloucif Faycel pour son soutien, son encouragement, la confiance qu'il nous témoignée en acceptant de diriger ce travaille et pour avoir mis à notre disposition ses conseils pour une meilleure maitrise du sujet.

Nous remercions tous les enseignants du département qui n'ont ménagé aucun effort pour toujours donner le meilleur travaille.

Nous remercions nos familles qui nous ont toujours donnée la possibilité de faire ce que nous voulions durant nos études et qui ont toujours cru en nous.

En fin, nous remercions tous ceux qui en contribué à ce travail par leurs remarques, leurs suggestions et leurs soutiens.



SOMMAIRE

SOMMAIRE :

Introduction Générale.....	01
Chapitre 01.....	
Puissance réactive Et tension dans Les réseaux électriques.....	
Introduction	03
1. La tension.....	03
1.1. La qualité de la tension	03
1.2. Dégradation de la qualité de la tension	04
1.3. Variation ou fluctuation de la fréquence	04
1.4. Variation ou fluctuation de la fréquence	05
1.5. Composante lente des variations de tension	05
1.6. Fluctuation de tension (flicker).....	05
1.7. Creux de tension	06
1.8. Interruption courte ou coupure brève	07
1.9. Bosses de tension	07
2. Chutes de tension	07
2.1. Tension et/ou courant transitoire	08
2.2. Déséquilibre de tension	08
2.3. Chute de tension dans une ligne.....	09
3. La puissance réactive.....	10
4. Moyens de compensation de la puissance réactive.....	10
4.1. Les dispositifs conventionnels.....	11
4.1.1 Les groupes de production (générateurs).....	11
A). Les condensateurs.....	11
B). Les inductances.....	11
C). Condensateurs et inductances fixes.....	12
D). Les compensateurs synchrones.....	12
E). Les compensateurs statiques.....	12
Conclusion.....	13
Chapitre 02.....	
Les systèmes de transmission À courant Alternatif flexible (FACTS).....	
Introduction.....	14
1. Exploitation d'un réseau électrique.....	15
2. Dispositifs FACTS.....	15
3. Les différents types des systèmes FACTS.....	16
3.1 Compensateurs parallèles.....	16
3.1.1. Compensateurs parallèles à base de thyristor.....	17
A) TCR (Thyristor Controlled Reactor).....	17
B) TSC (Thyristor Switched Capacitor)	17
C) SVC (Static Var Compensator).....	18
D) TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor).....	18
E)- Compensateur statique synchrone (STATCOM).....	19
3.2. Compensateurs séries.....	19
3.2.1. Compensateurs séries à base de thyristors	20
A) TCSC (thyristor controlled series capacitor).....	20
B) TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor).....	20
C) TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor).....	21
D) TSSR (Thyristor Switched Series Reactor).....	21

3.3. Compensateurs hybride.....	21
A) Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC).....	21
B) Transformateur déphaseur commandé par thyristor (TCPST)	22
C) Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR).....	22
D) Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR)	22
4. Rôle des différents compensateurs du système FACTS.....	23
Conclusion.....	24
Chapitre 03	
Etude et modélisation du compensateur statique de puissance réactive (svc)	
1. Historique du SVC.....	25
2. Définition du SVC.....	26
3. Structure de principe.....	26
4. Constitution du SVC.....	27
4.1. Condensateur fixe (FC).....	28
4.2. Réactance commandée par thyristors (TCR).....	28
4.2.1. Principe de fonctionnement	28
4.3 Condensateur commuté par thyristors (TSC).....	34
4.3.1. Passage d'une connexion série d'un réacteur et condensateur :.....	36
4.3.2 Le terme impliquant fréquence fondamentale, ω_0 Ce terme représente	37
4.3.3. Les conditions impliquant fréquence de résonance naturelle, ω_n	38
4.3.4. Pratique de commutation stratégies.....	39
Conclusion	41
Chapitre 04	
Application du dispositif facts (svc).....	
Introduction.....	42
1. Analyse des SVC	42
2. Expression de la tension et de puissance.....	45
3. Angle de la courbe de puissance pour SVC	48
Conclusion générale	49

LISTE DES
FIGURE

Liste des figures

N°	TITRE	PAGE
1.1	Exemple de fluctuation de la fréquence	05
1.2	Exemple de variations rapide de la tension	06
1.3	Creux de tension	06
1.4	Exemple de cas de sursensions transitoires	08
1.5	Déséquilibre de tension	09
1.6	Principe de la compensation série	12
2.1	Puissance transitée entre deux réseaux	15
2.2	Schéma du TCR	17
2.3	Schéma du TSC	17
2.4	Schéma du SVC	18
2.5	Caractéristique d'un SVC	18
2.6	Schéma du SVC et TCBR	19
2.7	Ligne de transmission avec système de compensation série	20
2.8	Diagramme de frenal	20
2.9	Structure d'un TCSC	20
2.10	Structure d'un TCSR	21
3.1	Nombre approximatif d'installations du SVC de 1970 à 2006	25
3.2	Représentation schématique monophasée d'un comp- statique	26
3.3	Exigences posées à la puissance réactive	27
3.4	Réactance commandée par thyristors	29
3.5	La variation de cour- et tens- en fonction de α dans un TCR	30
3.6	caractéristiques de contrôle de la susceptance TCR, BPCR	32
3.7	Harmoniques dans un courant TCR	33
3.8	le contenu harmonique total de courant	34
3.9	Condensateur commuté par thyristors	35
3.10	Principe du TSC	35
3.11	Un TSC avec un réacteur série	36
3.12	Le facteur de grossissement pour les quantités de fréquence fondamentale dans un TSC.	37

3.13	L'ampleur de la composante oscillatoire pour un réglage différent de la branche LC et différents pré charge sur C	40
4.1	Une ligne de transmission avec SVC connecté au milieu	43
4.2	Caractéristique de contrôle de SVC	44
4.3	Détermination du point de fonctionnement du SVC	46
4.4	Tracé de la puissance en fonction de la $V_s \delta$	48

INTRODUCTION
GÉNÉRALE

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 .

Durant les dernières années, l'industrie de l'énergie électrique est confrontée à des problèmes liés à de nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. On peut citer entre autres les restrictions sur la construction de nouvelles lignes de transport, l'optimisation du transit dans les systèmes actuels, la Cogénération de l'énergie, les interconnexions avec d'autres compagnies d'électricité et le respect de l'environnement.

Dans ce contexte, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de disposer des moyens permettant de contrôler les puissances réactives, les tensions et les transits de puissance dans les lignes afin que le réseau de transport existant puisse être exploité de la manière la plus efficace et la plus sûre possible.

Jusqu'à la fin des années 1980, les seuls moyens permettant de remplir ces fonctions étaient des dispositifs électromécaniques, à savoir les transformateurs avec régleur en charge, les bobines d'inductance et les condensateurs commutés par disjoncteurs pour le maintien de la tension et la gestion du réactif. Toutefois, des problèmes d'usure ainsi que leur relative lenteur ne permet pas d'actionner ces dispositifs plus de quelques fois par jour, ils sont par conséquent difficilement utilisables pour un contrôle continu des flux de puissance.

Les éléments proposés qui permettent ce contrôle amélioré des systèmes sont les dispositifs FACTS « Flexible Alternating Current Transmission System ». Les dispositifs FACTS font en général appel à de l'électronique de puissance, des microprocesseurs, de l'automatique, des télécommunications et des logiciels pour parvenir à contrôler les systèmes de puissance.

Ce sont des éléments de réponse rapide. Ils donnent en principe un contrôle plus souple de l'écoulement de puissance. Ils donnent aussi la possibilité de charger les lignes de

transit à des valeurs près de leur limite thermique, et augmentent la capacité de transférer de la puissance d'une région à une autre. Ils limitent aussi les effets des défauts et des défaillances de l'équipement, et stabilisent le comportement du réseau.

La recherche rapportée dans ce mémoire est motivée par le souci de perfectionner le contrôle des puissances réactives et des tensions dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen de dispositifs FACTS, comme celle comportant une branche de réactance commandée par thyristors, tel que le compensateur statique de puissance réactive SVC « Static Var Compensator SVC ».

Le sujet de ce mémoire concerne, en particulier, le contrôle des puissances réactives et des tensions dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen de dispositifs SVC.

Pour atteindre ces objectifs de recherche, ce mémoire est organisé en quatre chapitres:

- Dans le premier chapitre, nous décrivons d'une façon générale la Puissance réactive et leur effet ainsi que les indices déterminants la qualité de la tension dans les réseaux électriques. Et les différentes techniques de contrôle des tensions/puissances réactives et une description des moyens de compensation.
- Le second chapitre est une présentation générale des différents systèmes FACTS, à savoir leurs classifications et leur principe de fonctionnement.
- Le troisième chapitre est conçu pour l'étude des compensateurs statiques SVC.
- Et on a finalisé notre travail dans le quatrième chapitre par une application de compensateur statique SVC.

CHAPITRE 01

PUISSANCE RÉACTIVE

ET TENSION DANS

LES RÉSEAUX

ÉLECTRIQUES

Introduction :

L'exploitation des grands réseaux électriques est de plus en plus complexe du fait de l'augmentation de leur taille, de la présence de lignes d'interconnexion de grande longueur, de l'adoption de nouvelles techniques, de contraintes économiques, politiques et écologiques. Ces facteurs obligent les opérateurs à exploiter ces réseaux près de la limite de stabilité et de sécurité. Les situations de pays à forte croissance de consommation accroissent encore les risques d'apparition du phénomène d'instabilité. La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits soient inférieurs aux capacités de transport de chaque ouvrage du réseau.

Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, dont la puissance réactive et le niveau de tension: la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation, dans ce cas, les transits à travers les lignes du réseau sont importants, ce qui provoque une chute de tension dans ces lignes.

Comme tout générateur d'énergie électrique, un réseau de puissance fournit de l'énergie aux appareils utilisateurs par l'intermédiaire des tensions qu'il maintient à leurs bornes. Il est évident que la qualité et la continuité de la tension est devenue un sujet stratégique pour plusieurs raisons concernant l'exploitation des réseaux électriques.

1. La tension :**1.1. La qualité de la tension :**

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement.

Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales :

- ▶ Fréquence.
- ▶ amplitude.
- ▶ forme d'onde.
- ▶ symétrie.

Pour le réseau synchrone algérien, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale, mesurée, doit se trouver dans l'intervalle de $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$.

Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de $\pm 10\%$ autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension :

- Les creux de tension et coupures brèves.
- Les variations rapides de tension (flicker).
- Les surtensions temporaires ou transitoires.

Les deux premières catégories posent les problèmes les plus fréquents (plus grande difficulté de s'en protéger).

1.2. Dégradation de la qualité de la tension :

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

► Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients :

- court-circuit dans un poste, une ligne aérienne, un câble souterrain, etc.
- causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...).
- matérielles (vieillesse d'isolants...).
- humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).

► Installations perturbatrices :

- fours à arc.
- Soudeuses.
- variateurs de vitesse.
- toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc....

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension-lorsque celle-ci est présente-sont brièvement décrits ci-après.

1.3 Variation ou fluctuation de la fréquence :

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1\%$.

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension- lorsque celle-ci est présente- sont brièvement décrits ci-après.

1.4. Variation ou fluctuation de la fréquence :

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ comme illustré sur la figure.1.1.

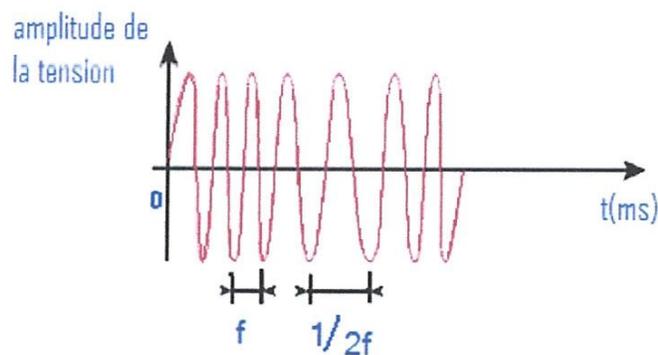


Figure.1.1: Exemple de fluctuation de la fréquence

1.5. Composante lente des variations de tension :

La valeur efficace de la tension varie continuellement, en raison de modifications des charges alimentées par le réseau. Les gestionnaires de réseau conçoivent et exploitent le système de manière telle que l'enveloppe des variations reste confinée dans les limites contractuelles. On parle de "variations lentes" bien qu'il s'agisse en réalité d'une succession de variations rapides dont les amplitudes sont très petites.

Les appareils usuels peuvent supporter sans inconvénient des variations lentes de tension dans une plage d'au moins $\pm 10\%$ de la tension nominale.

1.6. Fluctuation de tension (flicker) :

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires figure.1.2. Sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc.

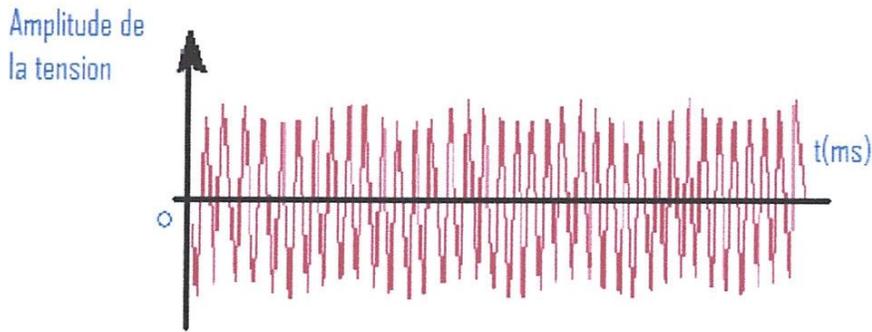


Figure.1.2: Exemple de variation rapide de la tension

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque 10 %.

1.7. Creux de tension :

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle figure.1.3. Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des "fluctuations de tension"). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection (les défauts sont normalement éliminés en 0.1 - 0.2 s en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT).

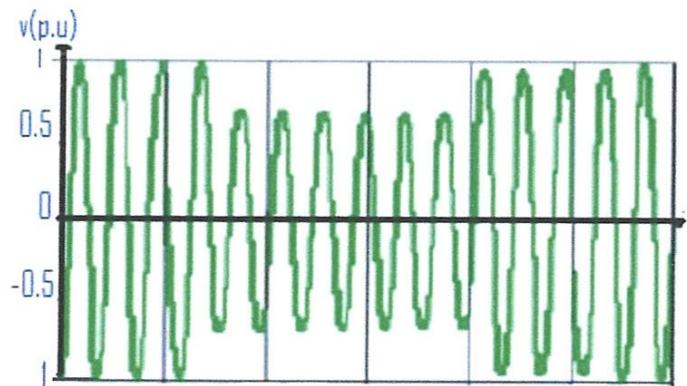


Figure.1.3: Creux de tension

Ils sont caractérisés par leurs: amplitude et durée et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné.

Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts aux produits, voire aux équipements de production...).

1.8. Interruption courte ou coupure brève :

L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de $1/2$ cycle jusqu'à 3s.

Elle se produit quand la tension d'alimentation ou le courant de charge diminue à moins de 0.1 p.u.

Le dégageant du défaut de tension et les coupures brèves sont principalement produits par les courts-circuits imputables aux incidents naturels du réseau et aux manœuvres d'organes de protection éliminant ces défauts. Ils sont également la conséquence d'appel de puissances importantes lors de la mise en service de certaines charges du réseau.

1.9. Bosses de tension :

La bosse de tension est une augmentation de la tension au dessus de la tension nominale 1.1 p.u pour une durée de 0.5 cycle à 60 s.

Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants.

2. Chutes de tension :

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où

l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales.

2.1. Tension et/ou courant transitoire :

Les surtensions transitoires illustrées sur la figure.1.4. Sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires.

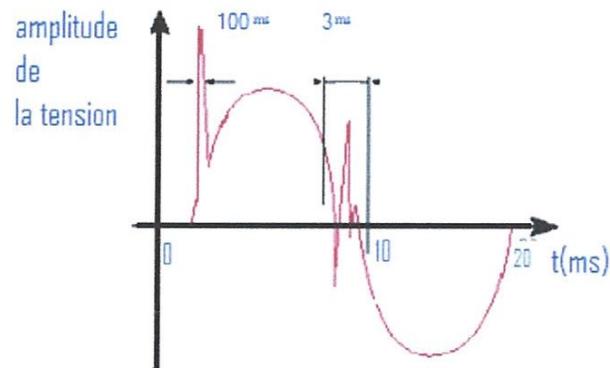


Figure.1.4 : Exemple de cas de surtensions transitoires

2.2. Déséquilibre de tension :

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau figure.1.5. Ceci est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire. Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égaux en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° .

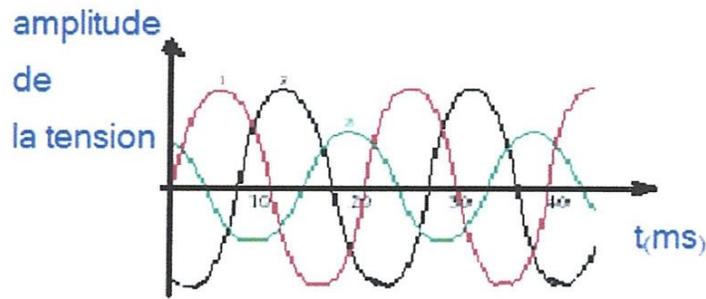


Figure.1.5: Déséquilibre de tension

2.3. Chute de tension dans une ligne :

Une ligne de transport d'impédance complexe $\bar{Z} = R + jX$ 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, conduit à assimiler la chute de tension ΔV à :

$$\Delta V \approx V_1 \cos \theta - V_2 \quad (1.1)$$

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 :

$$\Delta V \approx R_1 \cos \varphi + X_1 \sin \varphi \quad (1.2)$$

$$\Delta V \approx R_1 \frac{V_2}{V_1} \cos \varphi + X_1 \frac{V_2}{V_1} \sin \varphi \quad (1.3)$$

$$\Delta V \approx \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (1.4)$$

On montre de même que :

$$\sin \theta \approx \frac{XP_2 + RQ_2}{V_1 V_2} \quad (1.5)$$

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

$$V_1 \approx V_2 = V \quad (1.6)$$

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

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP + XQ}{U^2} \quad (1.7)$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP - RQ}{U^2} \quad (1.8)$$

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

$$\Delta U \approx \frac{XQ}{U} \quad (1.9)$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP}{U^2} \quad (1.10)$$

Dans ces conditions, les relations (1.9) et (1.10) 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.

3. La puissance réactive :

Le transport de la puissance réactive à longue distance présente une série d'inconvénients tels-que les chutes de tension considérables, les pertes de ligne par effet joule et moins de capacité pour transporter la puissance active.

A l'exception de ces aspects purement statiques, la puissance réactive peut jouer un grand rôle dans d'autres aspects dynamiques, tels-que les fluctuations de tension produites par les variations soudaines des charges, le phénomène flicker, et une meilleure marge pour la stabilité.

Actuellement, avec la complexité des réseaux, la participation des générateurs dans la production de l'énergie réactive est devenue insuffisante. Elle est générée en grande partie par les moyens de compensation existants ou en période creuse, par les lignes de transport.

A fin de garantir une bonne qualité d'énergie il est nécessaire de satisfaire l'équilibre offre-demande de l'énergie réactive, de fournir une tension aussi régulière que possible et de respecter un certain nombre de contraintes techniques.

4. Moyens de compensation de la puissance réactive :

Le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Toutefois, l'équilibre local n'est pas naturel.

Il en résulte des transits de la puissance réactive. Or, ces transits provoquent des chutes de

tension et des pertes. Il faut, donc, éviter ces transits par la production de la puissance réactive, autant que possible, à l'endroit où elle est consommée. Les variations de tension du réseau sont étroitement liées aux fluctuations de la puissance réactive dans le système de production et de transport. Ceci tient au fait que la puissance réactive intervient de manière importante dans l'expression de la chute de tension.

4.1. Les dispositifs conventionnels :

Le réseau en lui-même est une source non négligeable de puissance réactive. Ainsi, en dehors de la production de l'énergie réactive par les générateurs, le réseau doit faire appel à d'autres sources ou plutôt d'autres moyens de compensation, qui finalement sont au moins aussi souvent consommateurs que fournisseurs d'énergie réactive.

4.1.1 Les groupes de production (générateurs) :

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive. D'autant plus, leurs performances dynamiques leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande. En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux.

A). Les condensateurs :

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

1. Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
2. Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension.

B). Les inductances :

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs.

Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau.

C). Condensateurs et inductances fixe :

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 var métrique 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.1.6. 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.

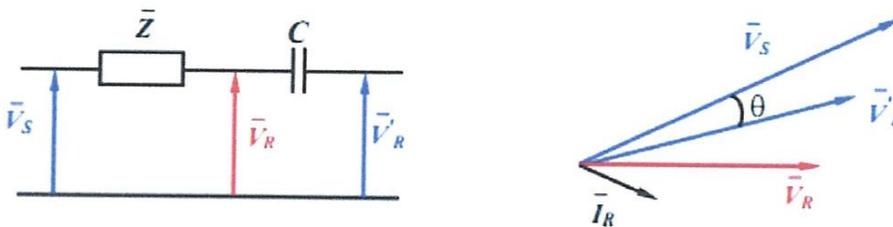


Figure.1.6: Principe de la compensation série

D). Les compensateurs synchrones :

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive.

E). Les compensateurs statiques :

Ils sont constitués par l'ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors, montés en tête-bêche dans chaque phase. Chacun d'entre eux étant ainsi conducteur pendant une demi-période. La puissance réactive absorbée par l'inductance varie en contrôlant la valeur efficace du courant qui la traverse par action sur l'angle d'amorçage des thyristors.

Conclusion :

Le contrôle de la tension/puissance réactive a pour objectif de maintenir un profil adéquat dans le réseau de transport d'énergie électrique. En plus, il doit maintenir des réserves de puissance réactive dans les différentes zones du Système pour faire face aux incidents de tension. On doit tenir en compte que les problèmes de tension doivent être corrigés localement, étant donné, que la majorité des moyens qu'on peut prendre pour résoudre ces problèmes ont une étendue fondamentalement locale.

La complexité du contrôle des tensions et de la puissance réactive en temps réel, oblige la décomposition géographique et temporaire du problème, en définissant une structure hiérarchique du contrôle tension/puissance réactive. La décomposition géographique peut être ajustée localement du problème réactif et la propre topologie du système électrique. D'autre part la décomposition temporaire, est imposée par les temps caractéristiques associés par rapport aux contrôles rencontrés dans chaque niveau hiérarchique.

CHAPITRE 02

LES SYSTÈMES DE

TRANSMISSION

À COURANT

ALTERNATIF

FLEXIBLE

(FACTS)

Introduction :

La dérégulation du marché de l'électricité, qui concerne progressivement tous les pays, modifie profondément l'approche technico-économique dans l'exploitation et l'optimisation des réseaux électriques. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis. Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau.

Les dispositifs FACTS, peuvent aider à s'affranchir de ces contraintes, C'est une alternative très favorable du point de vue technique, économique et environnement. Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tels que :

- Améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau.
- Réduire des pertes actives totales.
- Compenser l'énergie réactive.
- Amortir les oscillations de puissance.
- Augmenter la capacité de transport de la puissance active.
- Maîtriser la répartition et les transits des puissances.
- Améliorer des oscillations de puissance et de tension susceptibles d'apparaître dans Les réseaux à la suite d'un défaut.
- Améliorer la stabilité électromécanique des groupes de production.
- permettre un meilleur contrôle et une meilleure gestion de l'écoulement de Puissance.
- augmenter la capacité de transmission de puissance des lignes en s'approchant des Limites thermiques de celle-ci.

Les dispositifs FACTS en générale permettent donc un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place. Ces dispositifs font en général appel à de l'électronique de puissance. Ces éléments agissent en fait comme des impédances dont la valeur change en fonction de l'angle d'amorçage. Cet angle d'amorçage constitue donc une variable de commande du système.

Pour les différentes raisons évoquées dans l'introduction générale, les dispositifs FACTS ont un rôle important à jouer dans le contrôle des transits de puissance et dans le maintien des conditions d'exploitation sûres du réseau de transport. Ce chapitre a pour but de mettre en évidence les caractéristiques et le potentiel des différents FACTS développés à ce jour.

Il commence par un bref rappel sur les différentes techniques de compensation (shunt, série et shunt-série). Le concept FACTS est ensuite présenté de manière générale et une classification des dispositifs est proposée.

1. Exploitation d'un réseau électrique :

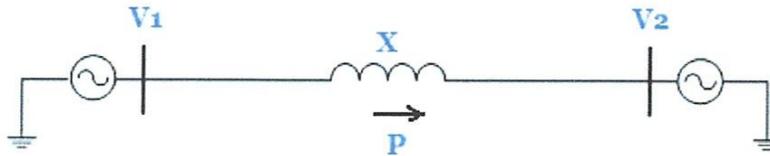


Figure.2.1: Puissance transitée entre deux réseaux

La puissance active P transitée entre deux réseaux de tensions V_1 et V_2 présentant un angle de transport δ (déphasage entre V_1 et V_2) et connectés par une liaison d'impédance X est donnée par l'équation suivante :

$$P = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \sin \delta \quad (2.1)$$

Il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, soit en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison.

En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions, de réduire les coûts et d'allonger la durée de vie des équipements.

2. Dispositifs FACTS :

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante: Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau.

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont

capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant.

3. Les différents types des systèmes FACTS :

Les systèmes de transmission à courant alternatif (FACTS) traduisent un concept qui regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse beaucoup plus que celle des systèmes électromécaniques classiques, l'intérêt de ces systèmes et non seulement de pouvoir contrôler l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques mais aussi d'augmenter la capacité effective de transport jusqu'à leur limite thermique maximale tout en maintenant voir en améliorant la stabilité des réseaux électriques.

Les systèmes "FACTS" peuvent être classés en trois catégories.

- Les compensateurs parallèles.
- Les compensateurs séries.
- Les compensateurs hybrides (série – parallèle).

3.1 Compensateurs parallèles :

Selon la demande des consommateurs, les lignes électriques doivent transporter des puissances actives et aussi des puissances réactives.

Afin d'éviter des pertes supplémentaires à cause de la transmission du courant réactif et pour augmenter la stabilité des réseaux interconnectés il est nécessaire de compenser la puissance réactive au niveau des sous stations d'interconnexion. L'apparition d'équipements utilisant l'électronique de puissance revient vers la fin des années soixante 60. L'avantage de ces dispositifs permet d'éliminer les parties mécaniques de rendement mauvais et de réaction assez lente, et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements était constitué essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur, le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie électrique réactive absorbée par l'inductance du dispositif.

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau à travers les points de raccordement. La connexion d'une impédance variable en parallèle sur le réseau électrique résulte en une consommation ou une injection d'un courant variable, cette injection de courant

modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne.

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

3.1.1 Compensateurs parallèles à base de thyristors :

Il s'agit de :

A) TCR (Thyristor Controlled Reactor) : ou TSR (Thyristor Switched Reactor)

Un circuit TCR est composé d'une impédance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure.2.2. la valeur de l'impédance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors .

Un thyristor se met à conduire quand un signal de gâchette lui est envoyé, et la tension à ses bornes est positive, il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule.

Un dispositif TCR seul n'est pas suffisant pour pouvoir compenser la puissance réactive dans un réseau, car il ne dispose pas de source de puissance réactive. Généralement on dispose avec un TCR des bancs de condensateurs comme source de puissance réactive, et le TCR contrôle cette source de puissance.

B) TSC (Thyristor Switched Capacitor) :

Le circuit TSC est composé d'une réactance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure.2.3. pour un TSC les thyristors fonctionnent en pleine conduction.



Figure.2.2: Schéma du TCR



Figure.2.3: Schéma du TSC

C) SVC (Static Var Compensator) :

Le SVC est une association des dispositifs TCR, TSC, banc de capacités fixes et des filtres d'harmoniques. Ces dispositifs constituent le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique d'énergie réactive). Un SVC est une impédance continuellement ajustable capacitive (+V) à inductive (-V), qui peut rapidement répondre à des modifications du réseau pour contrebalancer les variations de charge ou les conséquences d'un défaut.

Le courant traversant la réactance est contrôlé par les valves à thyristors. Il peut donc varier entre zéro et sa valeur maximale grâce au réglage de l'angle d'amorçage des thyristors.

Le système de contrôle qui génère les impulsions de gâchette des thyristors mesure soit la tension au point de connexion soit la puissance réactive dans la charge associée et calcule l'instant auquel il faut amorcer les valves.

Le compensateur statique d'énergie réactive (SVC) a été installé pour la première fois en 1979 en Afrique du sud. La caractéristique statique est donnée sur la figure.2.4, trois zones de fonctionnement sont distinctes :

- Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.
- Une zone de réglage où l'énergie réactive et une combinaison de TCR et de TSC.
- Une zone où le TCR donne son énergie maximale, les condensateurs sont déconnectés.

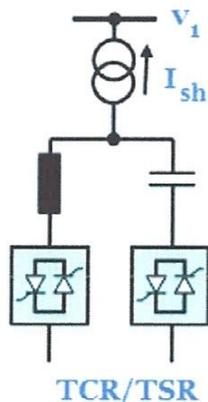


Figure.2.4: Schéma du SVC

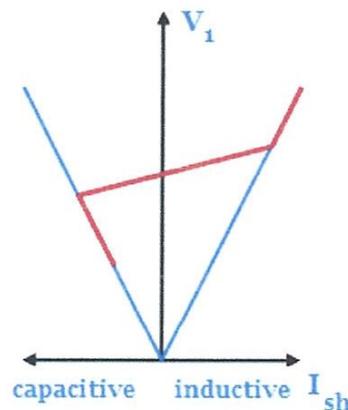


Figure.2.5: Caractéristique d'un SVC

D) TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor) :

Ce type de compensateur se monte en parallèle, il est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations. La figure.2.6, représente un TCBR en parallèle avec un SVC équipé d'un banc de condensateurs et d'un filtre d'harmonique.

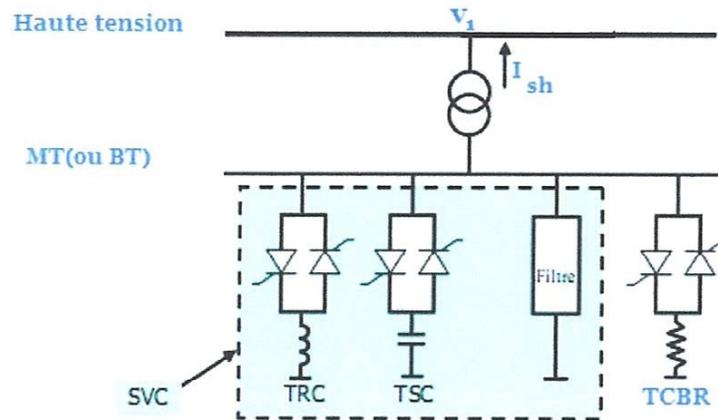


Figure.2.6: Schéma du SVC et TCBR

E) Compensateur statique synchrone (STATCOM) :

IEEE définit le STATCOM (Static Synchronous Compensator) comme un générateur synchrone fonctionnant comme un compensateur parallèle de l'énergie réactive dont le courant capacitif ou inductif généré peut être contrôlé séparément de la tension du réseau. Le compensateur statique synchrone STATCOM, autrefois appelé compensateur statique de Puissance réactive avancé fait partie de la deuxième génération des FACTS. Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue de tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance.

3.2 Compensateurs séries :

La puissance active échangée entre deux systèmes peut être augmentée si l'on réduit l'impédance de la liaison dont le comportement est essentiellement inductif. C'est ce que réalise la compensation série par l'adjonction en série avec la ligne d'un banc de condensateurs d'impédance X_c . Artificiellement l'impédance de la ligne est donc réduite de X_1 à $(X_1 - X_c)$ et le transit de puissance est augmenté. De plus, comme le montre le diagramme de Fresnel représenté par la figure.2.7, le profil de tension est amélioré tout au long de la ligne (RSV – plus petit) et l'angle de transport est réduit d'où une amélioration de la stabilité dynamique du système de transport.

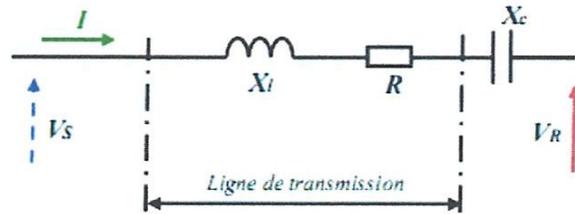


Figure.2.7: Ligne de transmission avec système de compensation série

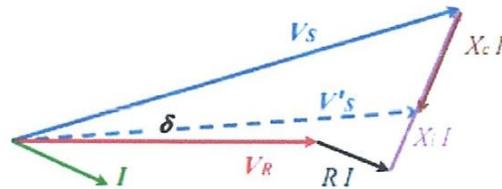


Figure.2.8: Diagramme de frenal

3.2.1 Compensateurs séries à base de thyristors :

Les compensateurs série à base de thyristors les plus connus sont :

A) TCSC (thyristor controlled series capacitor) :

Un module de TCSC est composé d'un banc de condensateur en parallèle avec une inductance commandée par thyristors, l'impédance totale vue par la ligne est une combinaison parallèle de capacité et de l'inductance équivalente variable selon l'angle d'allumage des thyristors figure.2.9. On peut aligner plusieurs modules commandés en série dans la ligne à compenser.

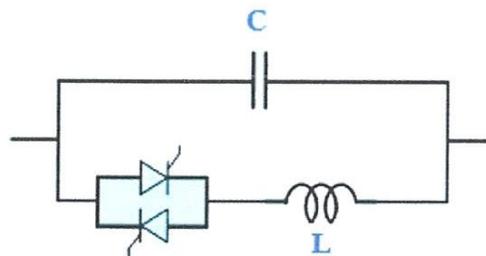


Figure.2.9: Structure d'un TCSC

B) TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) :

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90 degrés soit de 180 degrés.

L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS. Il peut être utilisé particulièrement pour :

- Réglage de la tension.
- Contrôle de flux de puissance active et réactive.
- Amélioration de la stabilité.
- Limitation des courants de court-circuit.
- Amortissement des oscillations de puissance.

B) Transformateur déphaseur commandé par thyristor (TCPST) :

IEEE définit le TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer) comme étant un transformateur déphaseur ajusté par thyristor afin de fournir un angle de phase rapidement variable. Transformateur déphaseur commandé par thyristor TCPST, est le premier équipement FACTS combiné.

C) Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR) :

IEEE définit le TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator), comme étant un transformateur déphaseur qui permet le contrôle du déphasage entre ses tensions terminales tout en gardant leurs amplitudes invariables.

Le régulateur d'angle de phase commandé par thyristor TCPAR, contrairement au TCPST, est capable de fournir (ou d'absorber) l'énergie réactive au réseau.

D) Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR) :

IEEE définit le TCVR (Thyristor Controlled Voltage Regulator) comme étant un transformateur contrôlé par thyristor qui permet la commande de la phase de tension d'une manière continue. Le régulateur de tension commandé par thyristor TCVR, est un autre membre de la famille des FACTS combinés. Leur prix relativement réduit, leur confère un avantage certain dans le contrôle de l'écoulement d'énergie réactive.

4. Rôle des différents compensateurs du système FACTS

LES dispositifs FACTS	ROLE
Static Synchronous Compensator (STATCOM without storage)	contrôle de la tension, compensation de réactive, amortir les oscillations, stabilité la tension.
Static Synchronous Compensator (STATCOM with storage, BESS, SMES, large de capacitor)	contrôle de la tension, compensation de réactive, amortir les oscillations, transitoires et la stabilité dynamique, stabilité de la tension.
Static VAR Compensator (SVC, TCR, TCS, TRS)	contrôle de la tension, compensation de réactive, amortir les oscillations, transitoires et la stabilité dynamique, stabilité de la tension.
Thyristor-Controlled Braking Resistor (TCBR)	Amortir les oscillations, stabilité transitoire et dynamique.
Static Synchronous Series Compensator (SSSC without storage)	Contrôle du courant, amortir les oscillations, assure la stabilité transitoire et dynamique, stabilité de la tension, limitation du courant de défaut.
Static Synchronous Series Compensator (SSSC with storage)	contrôle du courant, amortir les oscillations, stabilité transitoire et dynamique, stabilité de la tension.
Thyristor-Controlled Series Capacitor (TCSC, TSSC)	Contrôle du courant, amortir les oscillations, stabilité transitoire et dynamique, stabilité de la tension, limitation du courant de défaut.
Thyristor-Controlled Series Reactor (TCSR, TSSR)	contrôle du courant, amortir les oscillations, stabilité transitoire et dynamique, stabilité de la tension, limitation du courant de défaut.
Thyristor-Controlled Phase-Shifting Transformer (TCPS T or TCP R)	Contrôle de la puissance active, amortir les oscillations, transitoire et dynamique, stabilité de la tension.
Unified Power Flow Controller (UPFC)	Contrôle de la puissance Active et réactive, réglage de la tension, compensation de réactive, amortir les oscillations, stabilité transitoire et dynamique, stabilité de la tension, limitation du courant de défaut.
Thyristor-Controlled Voltage Limiter (TCVL)	limite de tension Transitoire et dynamique.
Thyristor-Controlled Voltage Regulator (TCVR)	Contrôle de la puissance réactive, réglage de la tension, amortir les oscillations, stabilité transitoire et dynamique, stabilité de la tension.
Interline Power Flow Controller (IPFC)	Contrôle de la puissance réactive, réglage de la tension, amortir les oscillations, stabilité transitoire et dynamique, stabilité de la tension.

Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre, en premier lieu les techniques de compensation conventionnelles (série et shunt), ainsi nous avons donné une définition et une classification des divers types de contrôleurs FACTS comme le SVC, STATCOM, TCSC, SSSC, UPFC, IPFC. Cette classification est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS. La plupart d'entre eux sont déjà en service dans la pratique.

Si aujourd'hui les FACTS sont encore peu utilisés par rapport à leur potentiel, les évolutions techniques de l'électronique de puissance vont rendre les solutions FACTS de plus en plus compétitives face aux renforcements des réseaux.

Nous avons choisi d'étudier le SVC (Static Var Compensator) comme dispositifs FACTS pour améliorer la qualité de la tension et contrôler la puissance active et réactive dans un réseau de transport d'énergie électrique. Une étude concerne la modélisation et l'application de SVC dans le prochain chapitre.

CHPITRE 03.

ÉTUDE ET MODELISATION DU COMPENSATEUR STATIQUE DE PUISSANCE REACTIVE (SVC)

1. Historique du SVC :

Le compensateur statique de puissance réactive SVC (Static Var Compensator) est apparu dans les années soixante-dix, le premier SVC est installé dans l'ouest de Nebraska, en Amérique du Nord, pour répondre à des besoins de stabilisation de tension rendue fortement variable du fait de charges industrielles très fluctuantes telles que les laminoirs ou les fours à arc. Les SVCs sont des FACTS de la première génération. Ils utilisent des thyristors classiques, commandables uniquement à l'amorçage.

Plusieurs conceptions différentes ont été proposées. Toutefois, la plupart des SVCs sont construits à partir des mêmes éléments de base permettant de fournir ou d'absorber de la puissance réactive. Plus de 300 SVC est installé autours du monde, plus de 90 installé au Amérique du Nord. La figure.3.1, montre l'évolution d'installation du SVC dans le monde jusqu'à l'année 2006.

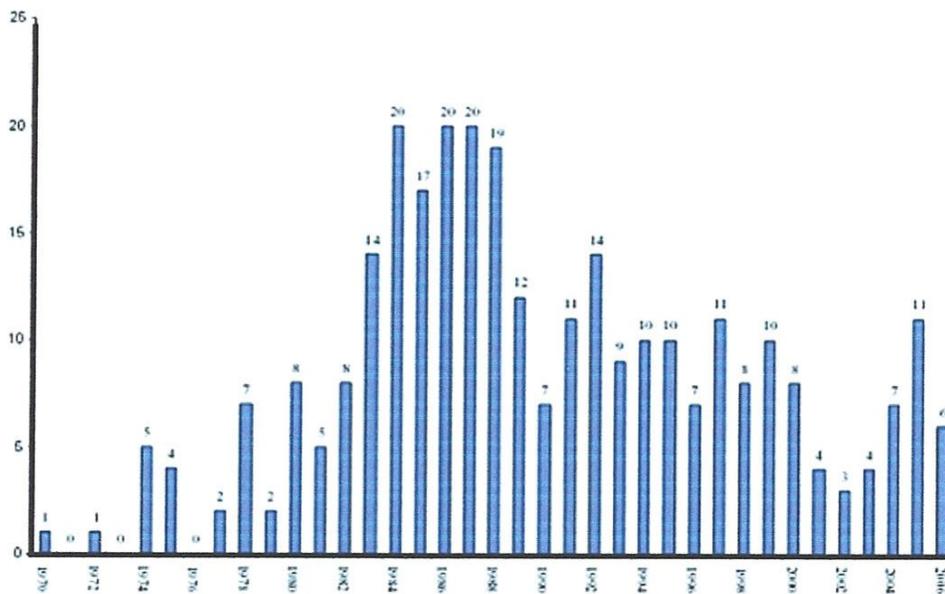


Figure.3.1: Nombre approximatif d'installations du SVC de 1970 à 2006.

(Basé sur Liste compilée on 2006 par Groupe IEEE I4 travaillé sur SVC et autre données des fabricants)

2. Définition du SVC :

Le compensateur statique de puissance réactive SVC est un dispositif qui sert à maintenir la tension en régime permanent et en régime transitoire à l'intérieur de limites désirées. Le SVC injecte de la puissance réactive dans la barre où il est branché de manière à satisfaire la demande de puissance réactive de la charge.

3. Structure de principe :

La figure.3.2, donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique shunt. Il est composé d'un condensateur de réactance " X_C " dont la puissance réactive fournie peut être complètement enclenchée ou complètement déclenchée et d'une bobine d'induction de réactance inductive " X_L " dont la puissance réactive absorbée est commandée entre zéro et sa valeur maximale par des thyristors montés en tête-bêche pour assurer des inversions très rapides du courant

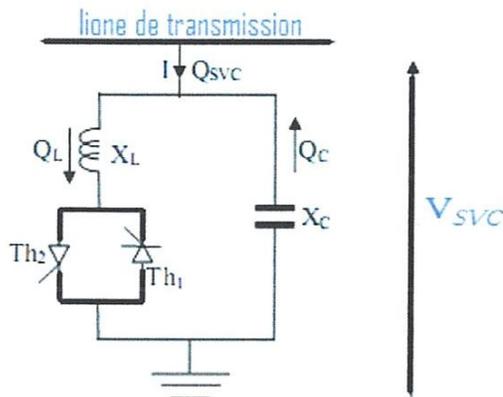


Figure.3.2: Représentation schématique monophasée d'un compensateur statique

Pour fixer le signe de puissance réactive Q_{SVC} , le compensateur est considéré comme un commutateur. La puissance réactive Q_{SVC} est positive lorsqu'elle est absorbée par le compensateur (comportement inductif), le courant d'entrée I est un courant réactif, il est supposé positif lorsqu'il est retardé de 90° par rapport à la tension V_{SVC} . Si par contre le compensateur fournit de la puissance réactive (comportement capacitif), cette dernière est considérée comme étant négative ainsi que le courant I . Ces relations sont prises en compte sur la figure.3.3. Par conséquent la puissance réactive Q_L est positive alors que la puissance réactive Q_C est négative.

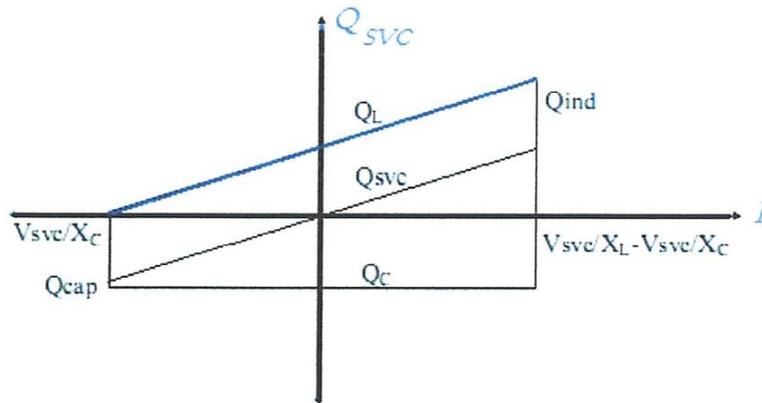


Figure.3.3: Exigences posées à la puissance réactive.

La puissance réactive Q_{svc} varie entre une valeur inductive " Q_{ind} " et une valeur capacitive " Q_{cap} ", avec:

$$Q_{cap} = \frac{V_{svc}^2}{X_c} \quad (3.1)$$

On obtient alors la réactance capacitive Q_L nécessaire pour le condensateur. De la relation suivante, on peut déterminer la réactance X_L de la bobine d'inductance

$$Q_{ind} = \frac{V_{svc}^2}{X_L} - \frac{V_{svc}^2}{X_c} \quad (3.2)$$

Les relations (3-1) et (3-2) se rapportent une phase du compensateur triphasé.

4 .Constitution du SVC :

Le compensateur statique SVC est composé de plusieurs éléments tel que le condensateur fixe (FC), qui est commandé par des éléments mécaniques : d'une réactance commandée par thyristors (TCR), et de condensateurs commutés par des thyristors (TSC), et parfois de réactance commutée par thyristors (TSR), et des filtres d'harmoniques.

4.1. Condensateur fixe (FC) :

Le condensateur fixe fournit à la barre une puissance réactive fixe, il est connecté au réseau mécaniquement et comporte un contrôle pour l'ouverture du disjoncteur qui le relie à la barre.

4.2. Réactance commandée par thyristors (TCR) :

4.2.1. Principe de fonctionnement :

La réactance commandée par thyristors TCR (Thyristor-Controlled Reactor) possède une bobine d'inductance fixe L branchée en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle montré sur la figure.3.3.a. La réactance contrôlée par thyristors permet un contrôle plus fin de la puissance réactive car elle permet un contrôle continu du courant de compensation.

Les thyristors sont enclenchés avec un certain angle d'allumage α et conduisent alternativement sur une demi-période. On définit l'angle d'allumage α à partir du passage par zéro dans le sens positif de la tension aux bornes du thyristor à allumer. L'angle de conduction σ est l'angle pendant lequel les thyristors conduisent. Un thyristor se met à conduire quand un signal de gâchette lui est envoyé et la tension à ses bornes est positive. Il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule. Les thyristors sont allumés de façon symétrique toutes les demi-périodes. Le courant à fréquence fondamentale est réglé par la commande de phase de la valve à thyristors. En pleine conduction ($\alpha=90^\circ$), le courant est essentiellement réactif et sinusoïdal, et lorsque $\alpha=180^\circ$, on est en conduction nulle. La relation qui lie l'angle d'allumage et angle de conduction en régime permanent est:

$$\sigma = (\pi - \alpha) \quad (3.3)$$

Une conduction partielle des thyristors est accomplie avec un angle d'amorçage α compris entre 90° et 180° , a pour effet de réduire la fondamentale du courant figure.3.4, et donc de diminuer la susceptance apparente de l'inductance.

$$U_s(t) = V \sin \omega t$$

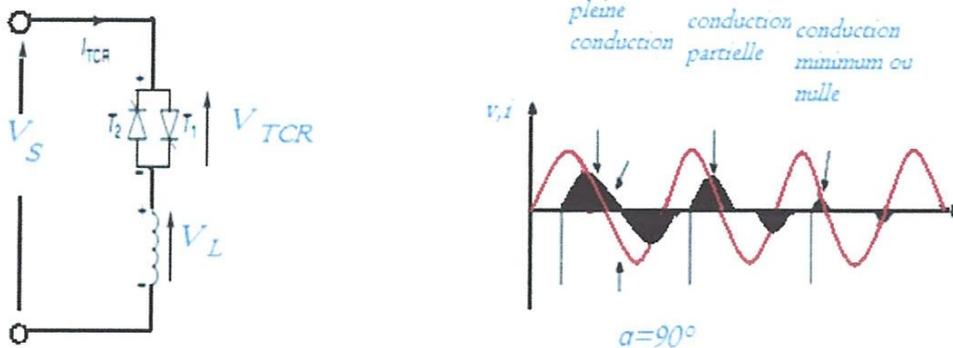


Figure (a) TCR

(b) tension simulé et courant inductif pour
Un angle d'amorçage donné

Figure.3.4: Réactance commandée par thyristors

Lorsque l'angle d'allumage (amorçage) est fixe, on parle d'inductance commutée par thyristor TSR (Thyristor-Switched Reactor). Généralement α vaut 90° . Dans ce cas les thyristors sont en pleine conduction sur un nombre entier de demi-périodes et le TSR ne génère pas de courants harmoniques. En revanche la valeur de la susceptance effective n'est pas modulable et il n'y a que deux cas de fonctionnement possibles. Lorsque les thyristors sont enclenchés, le courant réactif I_L absorbé par le TSR est proportionnel à la tension appliquée V .

Il est nul lorsque la valve de thyristors reste ouverte. Les valeurs maximales admissibles du courant et la de tension doivent être respectées. Le recours à plusieurs branches TSR connectées en parallèles permet d'obtenir une admittance réactive contrôlable par palier, tout en conservant un courant sinusoïdal.

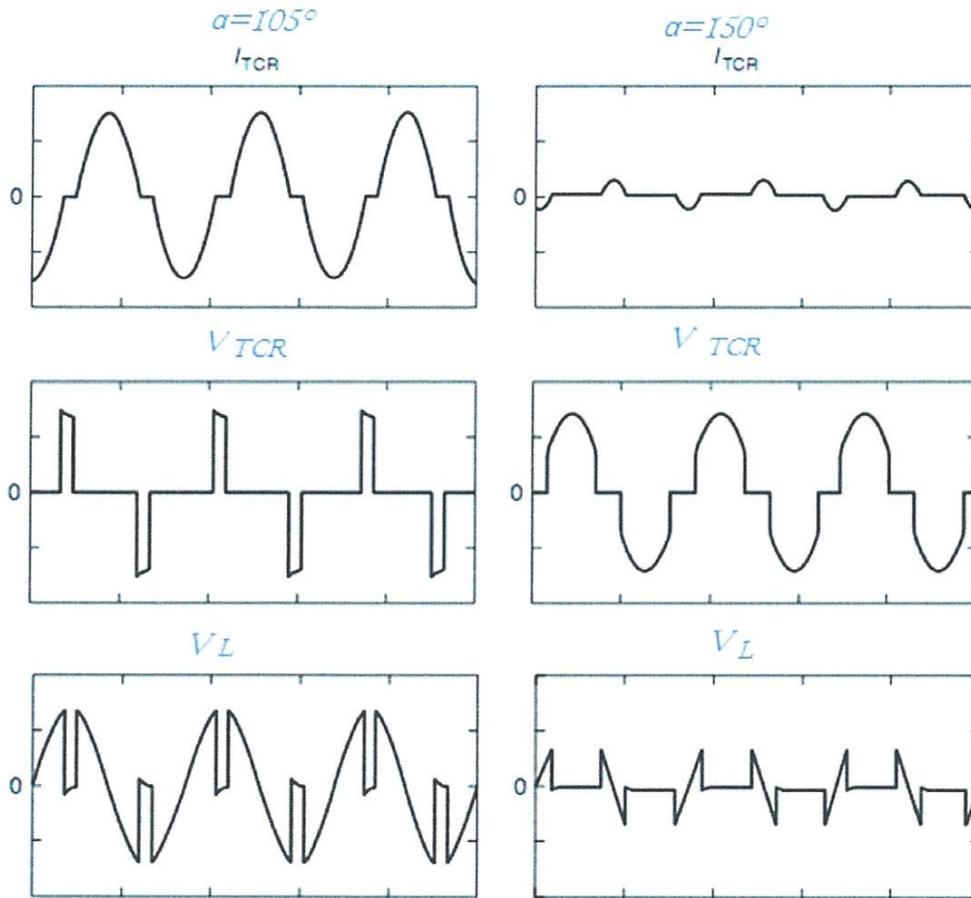


Figure.3.5: La variation de courant et tension en fonction de α dans un TCR

V = la valeur maximum de la tension appliquée et ω = la pulsation de tension d'alimentation de courant. TCR est alors donné par l'équation:

$$L \frac{di}{dt} - U_s(t) = 0 \quad (3.4)$$

Où L est l'inductance de TCR. Intégration de l'équation. (3,4) nous obtenons

$$i(t) = \frac{1}{L} \int U_s(t) dt + C \quad (3.5)$$

C : constante.

En variante.

$$i(t) = -\frac{V}{\omega L} \cos \omega t + C \quad (3.6)$$

Pour la condition limite

$$i(\omega t = \alpha) = 0 \quad (3.7)$$

$$i(t) = -\frac{V}{\omega L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \quad (3.8)$$

Où α = l'angle d'amorçage mesurée à partir de zéro en positive traversée de la tension appliquée.

L'analyse de Fourier est utilisée pour calculer la composante fondamentale de TCR

$$I_1(\alpha) = \alpha_1 \cos \omega t + b_1 \sin \omega t \quad (3.9)$$

Où $b_1=0$ à cause de la symétrie impaire-ondes, c'est-à-dire, $f(x)=-f(-x)$

Et la symétrie demi-onde, c'est-à-dire

$$f(x + T/2) = -f(x)$$

$$\alpha_1 = \frac{4}{T} \int_0^{T/2} f(x) \cos \frac{2\pi x}{T} dx \quad (3.10)$$

Résolution.

$$I_1(\alpha) = -\frac{V}{\omega L} \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha\right) \quad (3.11)$$

L'équation (3,11) peut aussi être réécrite sous la forme

$$I_1(\alpha) = V B_{TCR}(\alpha) \quad (3.12)$$

$$B_{TCR}(\alpha) = B_{MAX} \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha\right) \quad (3.13)$$

$$B_{MAX} = \frac{1}{\omega L} \quad (3.13)$$

L'angle α d'amorçage est lié à l'angle de conduction σ , comme suit:

$$\alpha + \frac{\sigma}{2} = \pi \quad (3.14)$$

D'après l'équation (3,14) et (3,11) on à :

$$I_1(\sigma) = v B_{MAX} \left(\frac{\sigma - \sin\sigma}{\pi} \right) \quad (3.15)$$

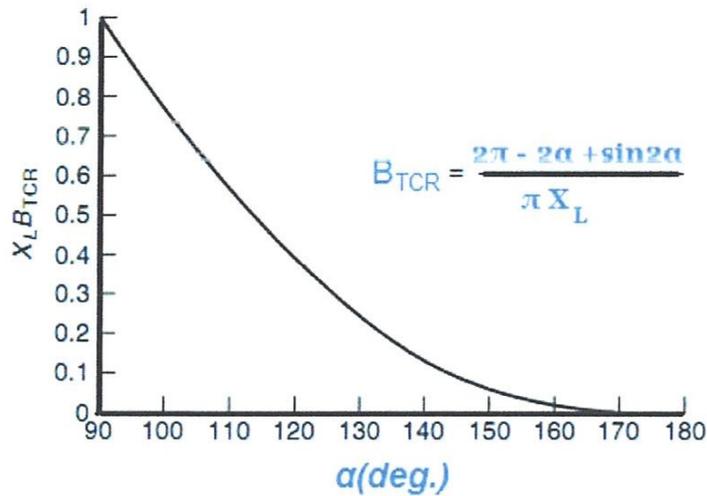


Figure.3.6: caractéristiques de contrôle de la susceptance TCR, B_{TCR}

$$I_1(\sigma) = V B_{TCR}(\sigma) \quad (3.16)$$

$$B_{TCR}(\sigma) = B_{MAX} \left(\frac{\sigma - \sin\sigma}{\pi} \right) \quad (3.17)$$

La variation de la valeur unitaire de B_{TCR} avec angle d'amorçage α est représenté à la Figure.3.11. La valeur unitaire de B_{TCR} est obtenue par rapport à sa valeur maximale B_{MAX} que la quantité de base. Le TCR agit donc comme un susceptance variable. Variation de l'angle d'amorçage changements de la susceptance et par conséquent, la composante fondamentale de courant ce qui conduit à une variation de la puissance réactive absorbée par le condensateur parce que la tension appliquée à courant alternatif est constant. Toute fois comme l'angle d'amorçage est augmenté de 90, le courant devient non sinusoïdal, et les harmoniques sont générés. Si les deux thyristors sont déclenchés de façon symétrique dans les effets positifs et négatifs demi-cycle, alors que les harmoniques d'ordre impair sont produites. Les harmoniques peuvent être déduites par une analyse de Fourier des composantes de plus haute fréquence.

La valeur efficace de l'harmonique d'ordre n est exprimée en fonction d'un α dans l'équation suivante:

$$I_n(\alpha) = \frac{V}{\omega L} \frac{2}{\pi} \left[-2 \frac{\cos \alpha}{n} \sin(n\alpha) + \frac{\sin(n-1)\alpha}{n-1} + \frac{\sin(n+1)\alpha}{n+1} \right]$$

$$= \frac{V}{\omega L} \frac{4}{\pi} \left[\frac{\sin \alpha \cos(n\alpha) - n \cos \alpha \sin(n\alpha)}{n(n^2-1)} \right] \quad (3.18)$$

Où

$$n = 2k+1 \text{ avec } k=1, 2, 3, \dots$$

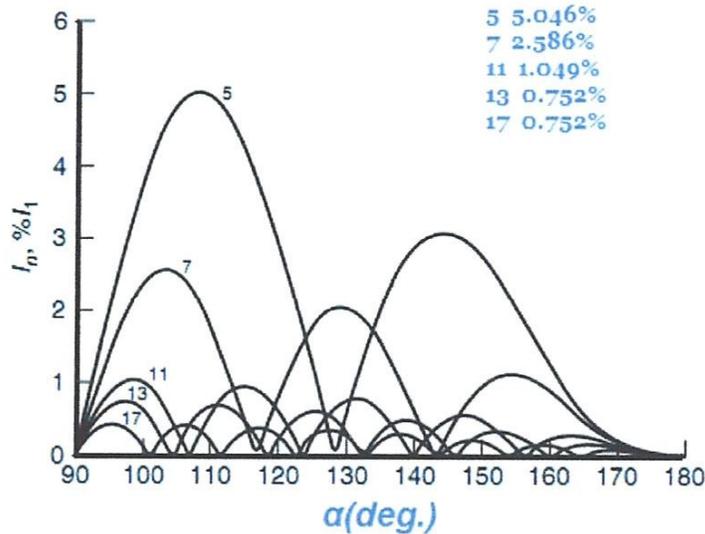


Figure.3.7: Harmoniques dans un courant TCR.

La variation de l'amplitude des harmoniques différentes est montrée dans la figure.3.7. Alors que la même chose pour le contenu harmonique totale de courant est affichée dans la figure.3.8, on voit que toutes les harmoniques ne pointent de même angle d'amorçage. L' valeur maximale des différents courants harmoniques, exprimé en pourcentage de la composante fondamentale, sont énumérés dans la Figure.3.7.

Il convient de noter qu'une soupape thyristor comprend généralement un grand nombre en parallèle cordes, chaque constituant de nombreux thyristors connectés en série.

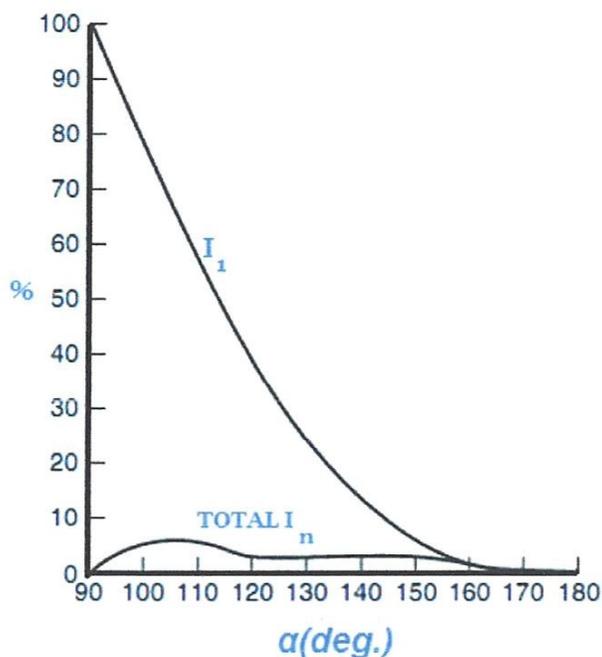


Figure.3.8: le courant I_1 et le courant total I_n

la connexion de série améliore la capacité de tension de blocage de la vanne pour correspondre à la tension secondaire du transformateur de couplage. D'autre part, la connexion en parallèle de chaînes étend la capacité actuelle de la vanne. L' nombre exact des thyristors en série et en parallèle est déterminé à partir d'une optimisation processus qui dépend de la notation de soupapes individuelles et le couplage transformateur.

4.3 Condensateur commuté par thyristors (TSC) :

Le condensateur commuté par thyristors TSC (Thyristor-Switched Capacitor) est composé d'un condensateur fixe C branché en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle et une bobine d'inductance d'atténuation L_l la figure.3.9.a. Le commutateur pour d'enclencher et de déclencher le condensateur pour un nombre entier de demi-cycles de la tension appliquée. Le condensateur n'est ainsi pas commandé en phase, mais simplement enclenché et déclenché. L'inductance d'atténuation sert à limiter le courant en cas de fonctionnement anormal et à éviter la résonance avec le réseau à des fréquences particulières .Pour avoir un minimum de perturbations transitoires, les instants de commutation sont choisis de façon à ce que la tension aux bornes des thyristors soit minimale. L'enclenchement est donc réalisé lorsque la tension résiduelle du condensateur est égale à la tension instantanée du réseau .figure.3.9.b.

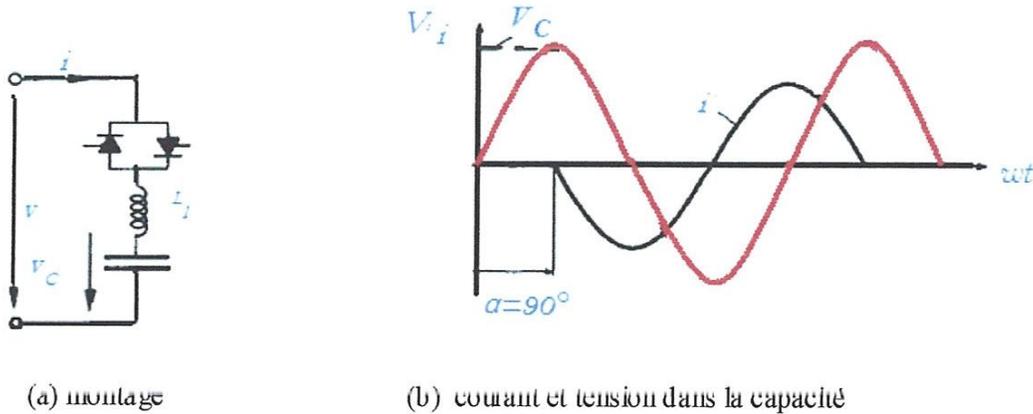


Figure.3.9: Condensateur commuté par thyristors:

Le condensateur peut être commuté avec un minimum de transitoire si le thyristor est allumé (état ON), au l'instant quand la tension V_c du condensateur et la tension V du réseau ont la même valeur. La susceptance étant fixe, le courant dans le TSC varie linéairement avec la tension V (qui explique l'absence des harmoniques sur le TSC). La zone de fonctionnement est similaire à celle d'un TSR : elle est illustrée à la figure.3.10.a. Généralement le SVC de type TSC contient n banc de TSC montés en parallèle. La susceptance est ajusté par le contrôle du nombre de condensateurs parallèles en conduction. Chaque condensateur conduit toujours pour un nombre intégrant de demi-cycle. La relation qui relie le courant de compensation et le nombre de condensateurs en conduction est montrée dans la figure.3.10.b.

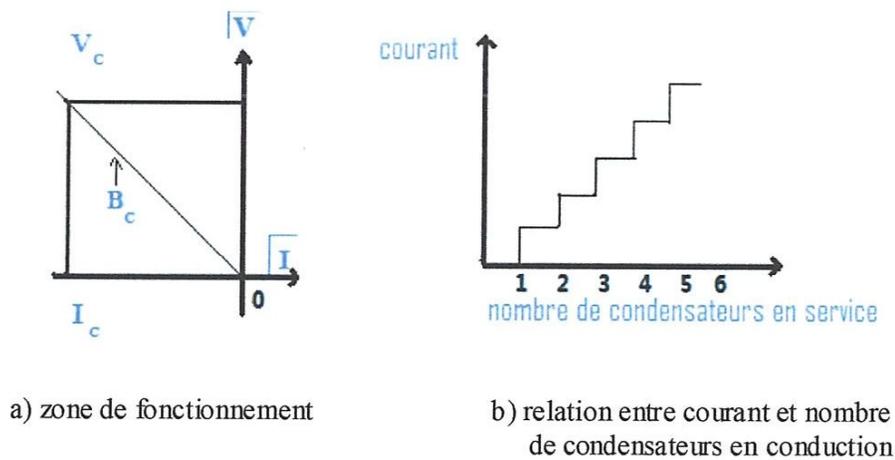


Figure.3.10: Principe du TSC

Plusieurs TSC de tailles différentes peuvent être mis en parallèle, de façon à former un banc de condensateurs enclenchables et déclenchables par thyristors. Dans certaines installations, les commutations sont parfois réalisables par disjoncteurs. Ce type de dispositif porte le nom de condensateur commuté mécaniquement MSC (Mechanically-Switched Capacitor).

Les MSCs sont des dispositifs conçus pour n'être enclenchés et déclenchés que quelques fois par jour. De ce fait, leur fonction principale est de fournir de la puissance réactive en régime permanent.

4.3.1 Passage d'une connexion entre réactance et condensateur :

Pour surmonter les problèmes évoqués dans la liste précédente, un amortissement petit réactance est ajouté en série avec le condensateur, comme représenté sur la Figure.3.11, source de tension

$$U(t) = V \sin \omega_0 t \quad (3.18)$$

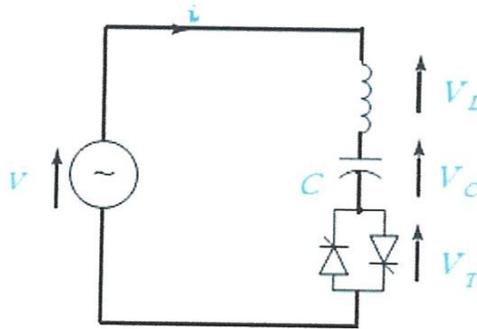


Figure.3.11 : Un TSC série avec réactance

$$i(t) = I_{AC} \cos(\omega_0 t + \alpha) - n B_C \left(V_{C0} - \frac{n^2}{n^2 - 1} V \sin \alpha \right) \cdot \sin \omega_n t - I_{AC} \cos \alpha \cos \omega_n t \quad (3.20)$$

Où la fréquence naturelle est

$$\omega_n = n \omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (3.21)$$

Et par unité de fréquence naturelle :

$$\omega_n = \frac{\sqrt{|X_C|}}{\sqrt{|X_L|}} \quad (3.22)$$

Si les pertes sont considérées dans l'analyse du circuit, les conditions d'oscillation seront désintégration.

4.3.4la stratégies de commutation Pratique:

Les stratégies de commutation présenté ici de limiter, les phénomènes transitoires dans des limites acceptables et sont basés sur de très simple processus de décider quand les thyristors devrait être congédié. Le matériel de commande est simple et le rendement est très robuste. La suite de deux amorçage simple régimes sont à la base pour les stratégies de commutation:

- amorçage lorsque la tension initiale de condensateur est égale à la tension d'alimentation; donc $V_{C0} = v(t)$ amorçage, donc a lieu quand la tension de soupape a un passage à zéro:

$$V \sin \alpha = V_{C0} \quad (3.29)$$

Et l'angle d'amorçage est

$$\alpha = \sin^{-1} \frac{V_{C0}}{V} \quad (3.30)$$

L'équation (3,20) avec α d'après l'équation. (3,29) et (3,30) donne la grandeur de la durée d'oscillation, I_{OSC} comme suit:

$$\frac{I_{OSC}}{I_{AC}} = \sqrt{1 - \left(\frac{V_{C0}}{V}\right)^2 \left(1 - \frac{1}{n^2}\right)} \quad (3.31)$$

Figure .3.13 (a). Montre cette relation pour le réglage différent de la branche TSC et pour les conditions de pré charge différente de condensateur. On peut noter que la grandeur de la durée d'oscillation ne dépasse jamais la grandeur de l'état d'équilibre de courant. Avec un plus de pré charge de condensateur, les transitoires deviennent plus petites, en particulier pour les branches qui sont à l'écoute pour plus de résonance fréquences. Les plus fortes transitoires se produisent si le condensateur est complètement déchargé

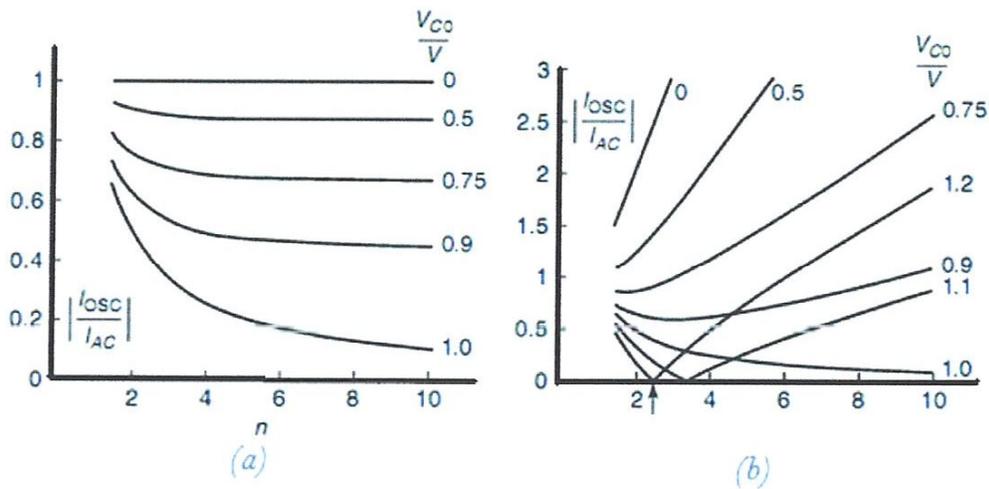


Figure.3.13. La grandeur de la composante oscillatoire pour un réglage différent de la branche Lc et différents pré charge sur C: (a) critère d'amorçage, $v(t) = V_{C0}$ ($VT=0$) et (b) critère d'amorçage, crête de vt.

Facturés Cette stratégie d'amorçage ne peut pas être utilisé si le condensateur est surchargée à $V_{C0} > V$.

• amorçage à la crête de l'onde sinusoïdale de tension d'alimentation; $\cos\alpha=0$. Encore une fois, Equation. (3,20) donne la grandeur du terme oscillant comme suit:

$$\frac{I_{OSC}}{I_{AC}} = n \left(\frac{n^2 - 1}{n^2} \frac{V_{C0}}{V} - 1 \right) \quad (3.32)$$

Figure .3.13(b). Illustre ce résultat. Notez que ce régime est applicable même si le condensateur est surchargé. Cependant, il donne pire transitoires si la tension de condensateur initiale est inférieure à la crête de la tension d'alimentation (par exemple, $V_{C0} / V = 0,75$). Le moins transitoires sont attendus si le réglage est dans la gamme $n=2$ à 5. Pour une tension initiale de condensateur 1,0, les deux régimes d'amorçage sont identiques, ce qui peut être vu en comparant les caractéristiques des $V_{C0} / V = 1,0$ dans les figures.3.13(a). Et (b), respectivement.

Conclusion :

Dans cette partie, on c'est intéressé au contrôleur SVC, nous avons cité les différents types, et le principe de fonctionnement.

CHAPITRE 04

APPLICATION DU DISPOSITIF FACTS (SVC)

Introduction :

Dans ce chapitre on va présenté une des applications des système FACTS ,qui est l'élément de base de ce système nommé le compensateur statique de puissance réactive et faire les différentes expressions mathématique pour établir les valeurs des courants , tensions et les impédances des différentes configurations des SVC .

1. Analyse des SVC :

L'emplacement de SVC est important pour déterminer son efficacité. Idéalement, il devrait être situé au centre du système électrique ou milieu d'une ligne de transmission. Par exemple, considérons une transmission symétrique sans perte conformément à SVC Figure.4.1.

La tension au point milieu du réseau sans compensation est donnée par :

$$V_{mo} = \frac{V \cos \delta / 2}{\cos \theta / 2} \quad (4.1)$$

Où $\theta = \beta L$: est la longueur électrique de la ligne.

L : est la longueur de la ligne.

B : la constante de phase proposée par :

$$\beta = \omega \sqrt{LC} = 2\pi f \sqrt{LC} \quad (4.2)$$

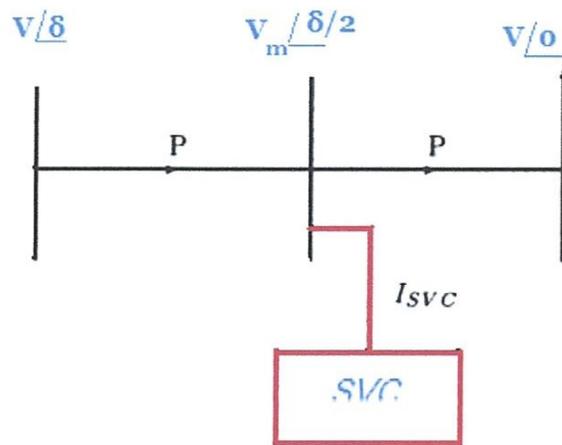


Figure.4.1: Une ligne de transmission avec SVC connecté au milieu.

La variation de tension dans la ligne (en fonction des variations de l'angle de transport δ) est maximale au milieu de la ligne. La connexion du SVC est nécessaire dans ce cas dans le point du milieu pour limiter la variation par un contrôle approprié.

Les caractéristiques stables de contrôle de l'Etat de SVC sont représentées sur la Figure.4.2, tel que

-ADB est la gamme de contrôle.

-OA représente la limite capacitive du SVC.

-BC sa limite inductive.

Notant que le courant du SVC est considéré comme positif lorsque sa susceptance est inductif. Ainsi,

$$I_{SVC} = -B_{SVC} V_{SVC} \quad (4.3)$$

La pente de OA représente la susceptance de la capacité B_C et la pente du droite OC est B_L (susceptance inductive).

Une pente positive (de l'ordre de 1-5%) est donnée dans la gamme de contrôle pour :

permettre le fonctionnement en parallèle de plus d'un SVC connecté au bus ou même voisins.

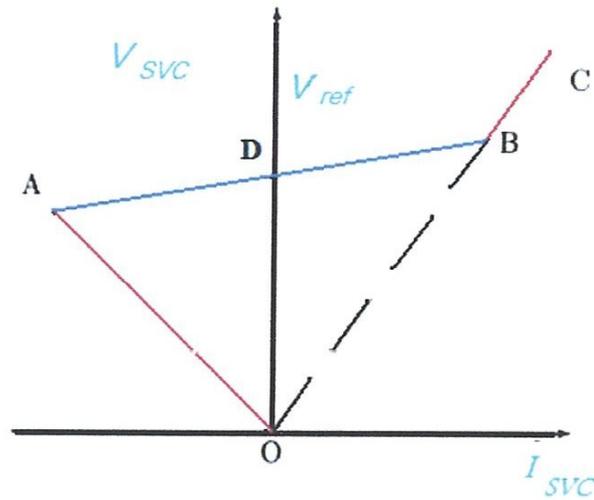


Figure.4.2: caractéristique de contrôle de SVC.

La valeur de la tension du jeu de barre où le SVC est connecté, peut déterminer à partir de l'intersection de la caractéristique du système et la caractéristique de réglage du SVC, représentée sur la figure.4.3. La caractéristique du système est une ligne droite de pente négative est définie par :

$$V_{svc} = V_{th} - X_{th} I_{svc} \quad (4.4)$$

Où V_{th} et X_{th} sont la tension de Thévenin, Pour le système de la Fig.4.1, nous avons

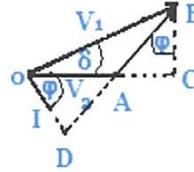
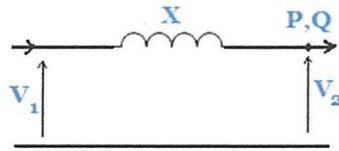
$$V_{th} = V_{mo} = \frac{V \cos \delta/2}{\cos \theta/2} \quad (4.5)$$

$$X_{th} = \frac{Z_n}{2} \tan(\theta/2) \quad (4.6)$$

Où Z_n est l'impédance définie par :

$$Z_n = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (4.7)$$

2. Expression de la tension et de puissance:



D'après le diagramme vectoriel

$$|BC| = XI \cos \varphi = V_1 \sin \delta \text{ d'où } I \cos \varphi = \frac{V_1}{X} \sin \delta$$

$$|AC| = XI \sin \varphi = V_1 \cos \delta - V_2 \text{ d'où } I \sin \varphi = \frac{V_1}{X} \cos \delta - \frac{V_2}{X}$$

Donc la puissance active au bout de la ligne et donnée par :

$$P = V_2 I \cos \varphi \quad (a)$$

Tell que $\cos \varphi = \frac{V_1}{IX} \sin \delta \quad (b)$

D'après l'équation (a) et (b) :

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta$$

ET

$$Q = V_2 I \sin \varphi \quad (c)$$

Tell que $\sin \varphi = \frac{V_1}{XI} \cos \delta - \frac{V_2}{XI} \quad (d)$

D'après l'équation (c) et (d) :

$$Q = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta - \frac{V_2^2}{X}$$

On va examiner l'application d'un SVC, dans un réseau électrique, pour le but d'améliorer certaines grandeurs, a fin d'assurer une bonne qualité d'énergie : la Caractéristique de réglage du SVC est décrite par.

$$V_{svc} = V_{ref} + X_s I_{svc} \quad (4.8)$$

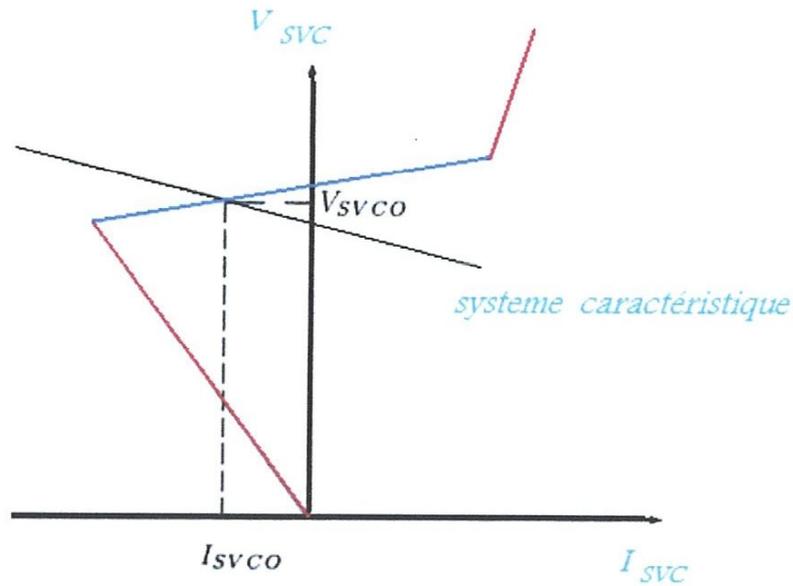


Figure.4.3: Détermination du point de fonctionnement du SVC.

Où X_s Est la pente de la caractéristique de contrôle.

V_{ref} Est la tension de SVC (correspondant au point D).

Lorsque $I_{svc} = 0$ (sans compensation).

D'après l'équation (4,4) et (4,8), nous obtenons :

$$V_{svc} = V_m = \frac{V_{th}X_s}{X_s + X_{th}} + \frac{V_{ref}X_{th}}{X_s + X_{th}} \quad (4.9)$$

En se basant sur la formule déterminante la puissance transite dans la ligne, cette puissance peut s'écrire en fonction de la tension du milieu de la ligne.

$$P = \frac{V_m V \sin(\delta/2)}{Z_n \sin(\theta/2)} \quad (4.10)$$

Avec $V_{ref} = V$

La puissance transmise est donnée sous la forme suivante :

$$P = kp_0 + (1 - k) p_1 \quad (4.11)$$

$$\text{Où } P_0 = \frac{V^2 \sin(\delta)}{Z_n \sin(\theta)} \quad , \quad P_1 = \frac{V^2 \sin(\delta/2)}{Z_n \sin(\theta/2)} \quad (4.12)$$

Et

$$k = \frac{X_s}{X_s + X_{th}} \quad (4.13)$$

Ces dernières formules mathématiques permettent de conclure :

P_0 est le flux de puissance dans la ligne sans SVC, et P_1 est le flux de puissance dans la ligne lorsque le SVC maintient une tension constante V au milieu (compensation shunte)

Admettant que pour les petites valeurs de θ , on peut supposer que :

$$\sin \theta \approx \theta, \quad \sin \frac{\theta}{2} \approx \frac{\theta}{2}, \quad \cos \frac{\theta}{2} \approx 1.$$

Dans ce cas

$$P_0 = \frac{V^2}{X_l} \sin \delta, \quad P_{1=2} = \frac{V^2}{X_l} \sin \delta/2$$

Où $X_l = (\omega L)$: la réactance totale de la ligne

Au SVC limites: il peut être représenté comme un susceptance fixe (B_{svc})

Où $B_{svc} = B_c$ à la limite capacitif.

$B_{svc} = -B_l$ à la limite inductive.

La substitution de l'équation I_{svc} (4,3), dans l'équation (4,4), nous obtenons

$$V_{svc} = \frac{V_{th}}{(1 - X_{th} B_{svc})} = \frac{V \cos(\delta/2)}{(1 - X_{th} B_{svc}) \cos(\theta/2)} \quad (4.14)$$

Le flux de puissance dans la ligne est donnée par :

$$P = \frac{P_0}{(1 - X_{th} B_{svc})} = \frac{V^2 \sin \delta}{Z_n (1 - X_{th} B_{svc}) \sin \theta} \quad (4.15)$$

3. La courbe de l'angle de puissance de SVC:

La courbe de l'angle de puissance pour le SVC est composé de 3 segments correspondent :

$$\checkmark B_{svc} = -B_L$$

✓ Gamme de réglage

$$\checkmark B_{svc} = B_C$$

Pour une valeur typique de paramètres, la puissance (exprimée en unité de charge $p_n = \text{Impédance caractéristique}$) en fonction de δ est indiqué sur la Figure.4.4, La courbe de l'angle de puissance pour la ligne sans SVC est également représentée sur la figure.4.4, courbe (b).

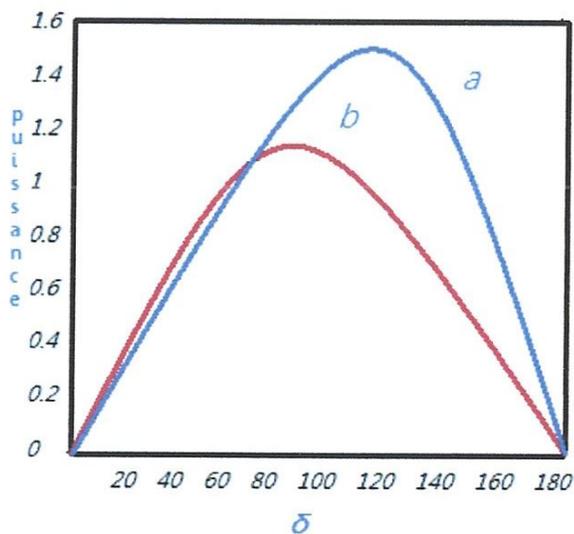


Figure.4.4: puissance transmise en fonction de δ .

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion générale :

Nous avons conclu que les systèmes de compensation classique sont incapables de gérer les exigences de contrôle des interconnexions complexes et des flux de puissance variable, toutes fois ces nouveaux dispositifs. Peuvent offrir une solution complète à ces problèmes.

Par conséquent, l'investissement est nécessaire pour les études dans la sécurité et la stabilité du réseau électrique, ainsi que les systèmes de contrôle pour améliorer les indices de qualité d'énergie.

Différentes approches telles que la compensation de puissance réactive et ce déphasage ont été appliquées pour augmenter la stabilité et la sécurité des systèmes d'énergie (production, transport et alimentation).

D'où une réponse plus rapide au changement des paramètres du système et une très grande stabilité peuvent être assurées par le développement des systèmes flexibles de transmission à courant alternatif (FACTS) basé sur le succès de la recherche en électronique de puissance concernant la commutation.

Dans notre modeste travail, nous avons essayé d'illustrer l'utilité, l'efficacité et la rapidité de contrôle des tensions par l'insertion du contrôleur SVC.

Les résultats obtenus montrent que le dispositif de contrôle SVC peut jouer un rôle très important dans le domaine de la compensation des puissances réactives et le contrôle des tensions des différents nœuds.

Enfin si les systèmes SVC sont surtout destinés au réseau de transport, des applications en réseau à moindre tension sont envisageables pour résoudre des problèmes liés notamment aux nouvelles contraintes nées de la production décentralisée.

En perspective, nous suggérons une continuité dans les domaines suivants :

- La réalisation d'un système global de contrôle de la tension et de la puissance réactive, à partir de sous-système.
- Étude de l'impact des autres dispositifs FACTS sur les réseaux d'énergie électriques.
- L'optimisation des puissances réactives et le contrôle des tensions avec l'incorporation des dispositifs FACTS.