

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF-M'SILA
FACULTE DES SCIENCES ET SCIENCES DE
L'INGENIEUR



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME
D'INGENIEUR D'ETAT EN ELECTROTECHNIQUE
OPTION: COMMANDE ELECTRIQUE

THEME

AMELIORATION DES RESEAUX ELECTRIQUES
PAR LES DISPOSITIFS "FACTS" LORS D'UN
DEFAULT

Proposé et dirigé par :

Mr : MESSALTI SABIR

Présenté par:

LAMARA HAOUARI

OUAIL FAOUZI

Année universitaire 2008-2009



Acronymes et symboles.....	i
Introduction Générale.....	01
<i>Chapitre I : Généralités sur les FACTS</i>	
I.1 Introduction.....	03
I.2 Exploitation d'un réseau électrique.....	03
I.3 Classification des dispositifs FACTS.....	04
I.4 Dispositifs FACTS Shunt.....	05
I.4.1. Compensateurs parallèles.....	05
I.4.1.1. Compensateur statique de puissance réactive SVC.....	05
I.4.1.1.1 Application du SVC.....	07
I.4.1.2 Résistance de freinage contrôlée par thyristors TCBR.....	08
I.4.1.3 Compensateur statique synchrone STATCOM.....	08
I.5 Dispositifs FACTS Séries.....	11
I.5.1 Compensateurs Séries.....	11
I.5.1.1 Compensateurs séries à thyristors.....	12
I.5.1.2 Condensateur série commandé par thyristors TCSC.....	12
I.5.1.2.1 Application du TCSC.....	13
I.5.1.3 Condensateur série commuté par thyristors TSSC.....	13
I.5.1.4 Compensateurs statique séries synchrone SSSC.....	14
I.6 Dispositifs FACTS combinés série-parallèle.....	15
I.6.1 Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC.....	15
I.6.2 Contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC.....	17
I.7 Propriétés des dispositifs FACTS.....	18
I.7.1 Avantages des dispositifs FACTS.....	18
I.7.2 Inconvénients des dispositifs FACTS.....	18
I.8 Synthèse.....	18
I.9 Conclusion.....	19

Chapitre II : Ecoulement de puissance dans les réseaux électriques

II.1 Introduction.....	20
II.2 But de l'étude de l'écoulement de puissance.....	20
II.3 Classification des jeux de barres dans un réseau électrique.....	21
II.3.1 Jeu de barres de référence.....	21
II.3.2 Jeu de barres de générateur.....	22
II.3.3 Jeu de barres de charge.....	22
II.4 Equation du réseau électrique.....	22
II.4.1 Formulation de la matrice d'admittance.....	22
II.4.2 Equation de l'écoulement de puissance.....	23
II.4.3 Equation de l'écoulement de puissance dans les lignes.....	26
II.4.4 Equation de l'écoulement de puissance sous forme réelle.....	27
II.4.5 Formulation générale de l'écoulement de puissance.....	28
II.5 Résolution du problème de l'écoulement de puissance.....	29
II.5.1 Méthode de Gauss-Seidel.....	29
II.6 Organigramme de calcul de l'écoulement de puissance.....	32
II.6.1 Organigramme de calcul de la matrice admittance.....	32
II.6.2 Organigramme de calcul de la tension pour chaque JB par la méthode Gauss.....	33
II.6.3 Organigramme de calcul de la tension pour chaque JB par la méthode Gauss Seidel.....	34
II.7 Conclusion.....	35

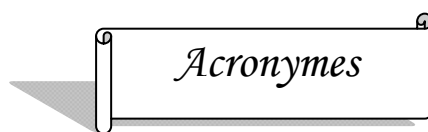
Chapitre III : Modélisation des dispositifs FACTS

III.1 Introduction.....	36
III.2 Modélisation des éléments du réseau électrique.....	36
III.2.1 Modélisation des lignes de transport.....	36
III.2.2 Modélisation des transformateurs.....	37
III.2.3 Modélisation des charges.....	37
III.2.4 élément shunt.....	38
III.3 Modélisations des dispositifs FACTS.....	39
III.3.1 Modification de la matrice d'admittance nodale.....	39
III.3.2 Modèle de compensateur statique de puissance réactive SVC.....	40
III.3.2.1 SVC placé en un nœud du réseau	41

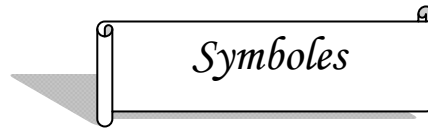
III.3.3 Modèle du compensateur série à thyristors TCSC.....	42
III.3.3.1 Intégration du TCSC dans le système.....	43
III.3.4 Modèle contrôleur de transit de puissance unifié UPFC.....	44
III.4 la stabilité des réseaux électriques.....	47
III.5 Régimes de fonctionnement d'un réseau électrique.....	47
III.5.1 Régime permanent.....	47
III.5.2. Régime transitoire.....	48
III.6 Classification de la stabilité.....	48
III.6.1 Stabilité de tension.....	48
III.6.2. Stabilité de fréquence.....	49
III.6.3 Stabilité angulaire.....	49
III.6.3.1 stabilité en régime statique.....	49
III.6.3.2 stabilité en régime dynamique.....	50
III.6.3.3 stabilité en régime transitoire.....	50
III.7 Conclusion.....	50

Chapitre IV : Simulation et analyse des résultats

IV.1 Introduction.....	51
IV.2 Réseau test	51
IV.3 critère de la stabilité.....	53
IV.4 Simulation.....	54
IV.4.1 Outil de simulation.....	54
IV.4.2 Etude de la stabilité lors d'un défaut de court circuit triphasé.....	55
IV.4.3 Calcul du CCT lors d'un défaut de court-circuit triphasé.....	54
IV.5 Simulation du réseau avec l'insertion des dispositifs FACTS.....	57
IV.5.1 Simulation du réseau avec l'insertion du SVC	57
IV.5.2 Simulation du réseau test avec TCSC.....	58
IV.5.3 Simulation du réseau avec STATCOM	61
IV.5.4 Contrôle da tension en présence des dispositifs FACTS.....	63
IV.6 Conclusion.....	63
Conclusion Générale	64



FACTS	Flexible Alternating Current Transmission
SVC	Static Var Compensator
STATCOM	STATic COMpensator
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TSR	Thyristor Switched Reactor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TCBR	Thyristor Controlled Braking Resistor
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
GTO	Gate Turn Off
MOV	Metal Oxide Varistor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
UPFC	Unified Power Flow Controller
IPFC	Interline Power Flow Controller
PSAT	Power System Analysis Toolbox
CCT	Critical Clearing Time
PSS	Power System Stabilizer
JB	jeu de barres



δ :	L'angle de transport.
X :	l'impédance de la ligne.
V_i :	Tension du jeu de barre i .
I_i :	Le courant injecté au jeu de barres i
θ_i :	Phase de la tension du jeu de barre i .
P_i :	Puissance active nette injectée au jeu de barre i .
Q_i :	Puissance réactive nette injectée au jeu de barre i .
S_i :	Puissance apparente nette injectée à un jeu de barre i .
S_{gi} :	Puissance apparente générée.
S_{di} :	Puissance apparente demandée
V_{BUS} :	Vecteur de tension des jeux de barres.
I_{BUS} :	Vecteur de courant des jeux de barres.
Y_{BUS} :	La matrice admittance du réseau électrique.
X_d, X_q	Réactance synchrone selon l'axe d , l'axe q .
X'_d, X'_q	Réactance transitoire selon l'axe d , l'axe q .
T'_{do}, T'_{qo}	Constante de temps transitoire à vide selon l'axe d , l'axe q .
T_c, T_s :	Constante de temps du système de contrôle et du système de vapeur.
T_R, T_A, T_E, T_F :	Constante de temps de filtre, d'amplificateur, d'excitatrice, de stabilisateur.
$R_{ij}, X_{ij}, G_{ij}, B_{ij}$:	Résistance, réactance, conductance, susceptance de la ligne.
N_j :	Nombre de jeux barres.

N_b :	Nombre de branche.
$J_a(i)$:	jeu de barre d'arrivé de la branche i
$J_d(i)$:	jeu de barre de départ de la branche i
$Adm(i)$:	admittance de la branche i .
$p(k),q(k)$:	puissance active et réactive de jeu de barre k .
$V_{est}(k)$:	valeur de tension estimé au jeu de barre k .
Q_{SVC} :	La puissance réactive réellement absorbée par le SVC
B_{SVC} :	Susceptance de SVC.
k_{TCSC} :	Le degré de compensation de TCSC
\underline{U}_m :	La tension effective a la sortie de l'UPFC.
μ :	Rapport de transformation
r_{ik} :	La résistance de la ligne $i-k$;
x_{ik} :	La réactance de la ligne ;
b_{ik0} :	La susceptance traversable.
Z_{Tik} :	L'impédance du transformateur
Y_{Tik} :	L'admittance du transformateur.
\bar{y}_{Li} :	L'admittance de la charge.
\underline{S}_{Li} :	La puissance complexe de la charge.
P_{Li} :	La puissance active.
Q_{Li} :	La puissance réactive.
V_{SC} :	La tension de source.
V_m :	La tension au mi point de la ligne.
X_l :	La réactance de fuite du transformateur d'accouplement.
x_{eff} :	La réactance effective d'une ligne

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 perturbations indésirables entre zones interconnectées, subissent des surcharge de lignes, des problèmes de stabilité, qui peuvent se manifester par des black-out tel que celui à eu lieu en Algérie en 03 février 2003 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. Ils sont par conséquent difficilement utilisables pour un contrôle continu des flux de puissance. Une autre technique de réglage des transite de puissance active et réactive utilisant l'électronique de puissance a fait ses preuves.

La solution de ces problèmes passe par l'amélioration du contrôle des systèmes électriques déjà en place. Il est nécessaire de doter ces systèmes d'une certaine flexibilité leur permettant de mieux s'adapter aux nouvelles exigences.

Les éléments proposés qui permettant ce contrôle amélioré des systèmes sont les dispositifs FACTS (Flexible, Alternatif, Current, Transmission, System).

Les dispositifs FACTS font en générale appel à de l'électronique 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 transit de lignes 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.

Le sujet de ce mémoire concerne, en particulier, l'amélioration des réseaux électriques par les dispositifs FACTS. Pour atteindre ces objectifs de recherche, ce mémoire est organisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre est une présentation générale du concept FACTS. Au début, ce chapitre discute sur l'exploitation d'un réseau électrique. Une classification du différent type nécessaire de FACTS et le principe de chaque dispositif, en suite on donne quelque propriété de ces compensateurs été on donnant leurs avantages apportés aux réseaux électriques, et ces inconvénients.

Le deuxième chapitre nous avons présenté une classification des jeux de barres en suite le calcul de l'écoulement de puissance (tension, puissance active et réactive) de chaque jeu de barre en utilisant la méthode Gauss et Gauss-Seidel qui programmé par MATLAB.

Le troisième chapitre nous avons présenté la modélisation des éléments électriques de réseau et la modélisation de quelque dispositif FACTS, ainsi nous avons étudié la stabilité des réseaux électriques.

Au dernier chapitre nous avons montré l'influence de dispositifs FACTS sur la stabilité transitoire des réseaux, en faisant des différents essais de simulation par le logiciel PSAT.

I.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter une définition et classification des différents types des dispositifs FACTS.

La définition du terme FACTS est la suivante: **S**ystèmes **F**lexibles de **T**ransmission en **C**ourant **A**lternatif, comprenant des dispositifs FACTS 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. Ils limitent aussi les effets des défauts et des défaillances de l'équipement, et stabilisent le 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. Mais ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [7].

I.2 Exploitation d'un réseau électrique

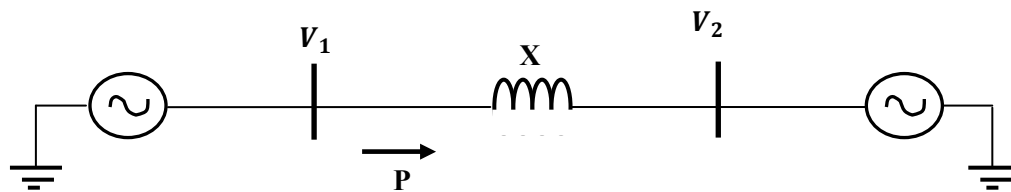


Figure I.1 Puissance transité entre deux réseaux

La puissance active P transitée entre deux réseaux de tensions V_1 et V_2 connectés par une liaison d'impédance X est donnée par l'équation suivante :

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta_2 - \delta_1) \quad (1.1)$$

Avec :

$\delta_2 - \delta_1$: L'angle de tension de jeu de barre.

X : l'impédance de la ligne.

Cette équation montre qu'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.

I.3 Classification des dispositifs FACTS

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés.

1- La première génération est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive.

2- La deuxième génération, dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

3- Une troisième génération de FACTS utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau.

Une autre classification des contrôleurs FATCS basée sur le mode de couplage peut être réalisée. Selon ce critère, trois familles de dispositifs FACTS peuvent être mises en évidence [8]:

- Les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau.

- Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport.
- Les dispositifs combinés série-parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages.

I.4 Dispositifs FACTS Shunt

I.4.1 Compensateurs parallèles

L'objectif principal de la compensation shunt est l'accroissement de la puissance transmissible dans le réseau. Le principe consiste à fournir ou à absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour le rendre plus compatibles avec la charge.

En régime permanent, la compensation réactive est utilisée pour augmenter la capacité de transfert des lignes électriques ainsi que le maintien de la tension aux nœuds. En régime transitoire, les dispositifs shunt permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance et réduction des oscillations de tension (flicker) [7].

I.4.1.1 Compensateur statique de puissance réactive SVC

Compensateur Statique de Puissance Réactive (CSPR) (acronyme anglais de *Static Var Compensator SVC*) est apparu dans les années 1970. Le compensateur statique de puissance réactive est considéré comme un commutateur qui peut fixer le signe de la puissance réactive. Cette dernière est positive lorsqu'elle est absorbée par le compensateur (comportement inductif). Par contre lorsque le compensateur fournit de la puissance réactive (comportement capacitif), le courant et la puissance réactive prennent un signe négatif (figure I.2). Le schéma de SVC est donné comme suit :

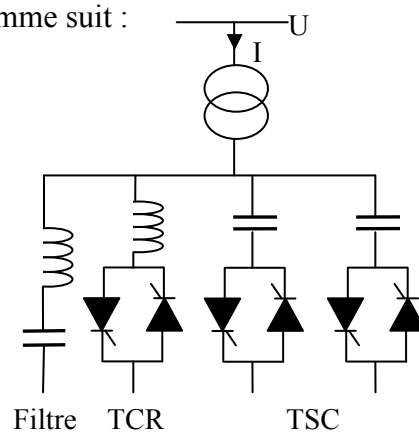


Figure I.2 Schéma de SVC

Un SVC est généralement constitué d'un ou plusieurs bancs de condensateurs fixes (FC) commutable par thyristors (*Thyristor Switched Capacitor TSC*) et d'un bancs de réactances contrôlable (*Thyristor controlled Reactor TCR*) et d'autre part on trouve des filtres d'harmonique.

Si le SVC fonctionne en réglage de tension, le système de contrôle ajust le courant dans le SVC de façon à ce que courant et tension suivent la courbe caractéristique représentée par (Figure I.3).

La courbe caractéristique est une droite dont la pente et la tension de référence peuvent être ajustées par le système de contrôle [7].

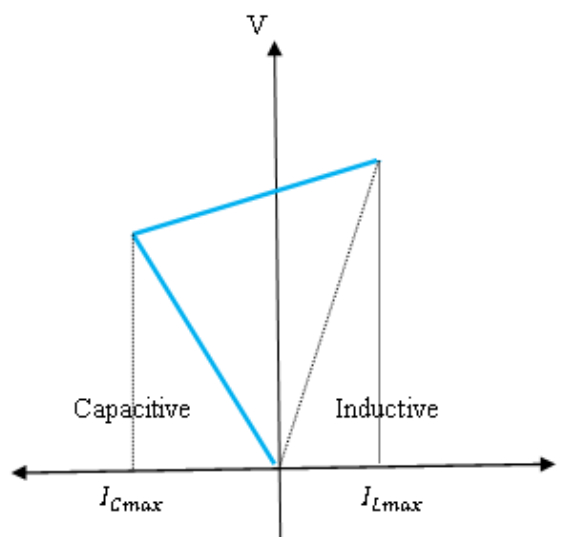


Figure I.3 caractéristique tension-courant du SVC.

Les compensateurs statiques de puissance réactive (SVC) permettent de stabiliser très rapidement la tension de réseau à la valeur de consigne. Cette tension est comparée avec la valeur de consigne. Si la tension change à la suite d'une manœuvre ou d'une instabilité de réseau, l'erreur est détectée par le système de commande. Celui-ci réajuste automatiquement la puissance réactive absorbée ou générée, en sélectionnant le nombre approprié de condensateurs à mettre en service et la valeur de l'angle α commandant l'inductance. Ceci a pour effet d'améliorer la qualité de service et contribue à l'amélioration de la stabilité du réseau.

L'action rapide des thyristors fait que le temps de réponse du compensateur statique (SVC) est très court [3].

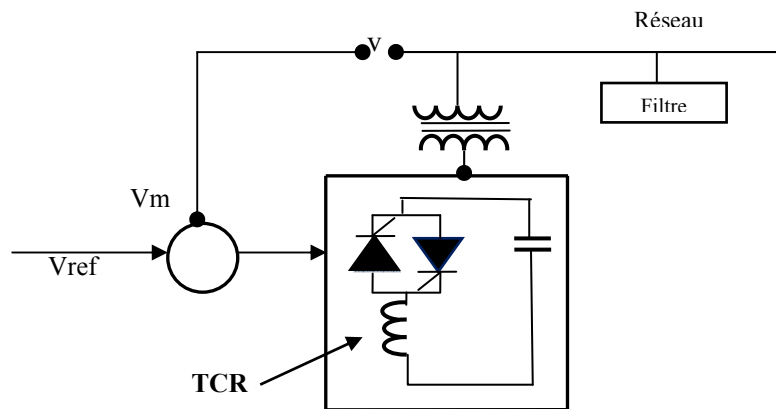


Figure I.4 Structure de base d'un SVC

Le système de contrôle permet un ajustement du courant du SVC en 2-3 cycles et donc de répondre rapidement à des variations de charge.

Le SVC a un seul port avec une connexion parallèle au système de puissance. Les thyristors sont à commutation naturelle, ils commutent à la fréquence du réseau, comme montré à la (Figure I.2). Il existe deux types de SVC: SVCs industriels et les SVCs de transmission [7].

Les SVCs industriels sont souvent associés à des charges déséquilibrées qui peuvent varier très rapidement telles que les laminoirs ou les fours à arcs pour lesquels les fluctuations rapides de puissance réactive limitent les capacitatives de production et provoquent du flicker (scintillement des lampes).

Les SVCs de transmission ont pour fonction de réduire la tension des réseaux moins chargés en absorbant de la puissance réactive, d'augmenter la tension des réseaux fortement chargés en fournissant de la puissance réactive et d'aider le système à retrouver sa stabilité après un défaut.

I.4.1.1.1 Application du SVC [6]

Les principales applications du compensateur statique de puissance réactive sont :

- Soutien de la tension en régime permanent.
- Compensation rapide de la puissance réactive.
- Stabilisation statique et transitoire de la tension.

- Réduction des risques de résonance hyposynchrone.
- Equilibrage dynamique des charges.
- Amélioration de la stabilité synchrone

I.4.1.2 Résistance de freinage contrôlée par thyristors TCBR :

La résistance de freinage contrôlée par thyristors TCBR (*Thyristor-Controlled Braking Resistor*) est formée d'une résistance fixe branchée en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle [1]. La valeur effective de la résistance est contrôlée avec l'angle d'allumage des thyristors. Il existe également des dispositifs sans commande de phase, dans lesquels les thyristors sont simplement commutés. La TCBR est utilisé pour aider à la stabilisation du réseau ou pour diminuer l'accélération des générateurs en cas de perturbation. Les dispositifs avec contrôle de l'angle d'amorçage peuvent être utilisés pour amortir de façon sélective les oscillations basses-fréquences.

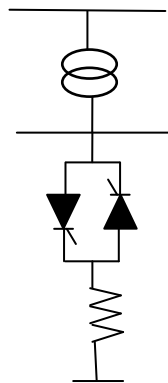


Figure I.5 Schéma d'un TCBR

I.4.1.3 Compensateur statique synchrone STATCOM

Le compensateur statique synchrone STATCOM (*Static Synchronous Compensator*), autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé, est également désigné par les acronymes SSC et STATCON (*Static Condenser*). Le STATCOM est basé sur la structure d'un convertisseur de tension triphasé (figure I.6). Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue en tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance [7].

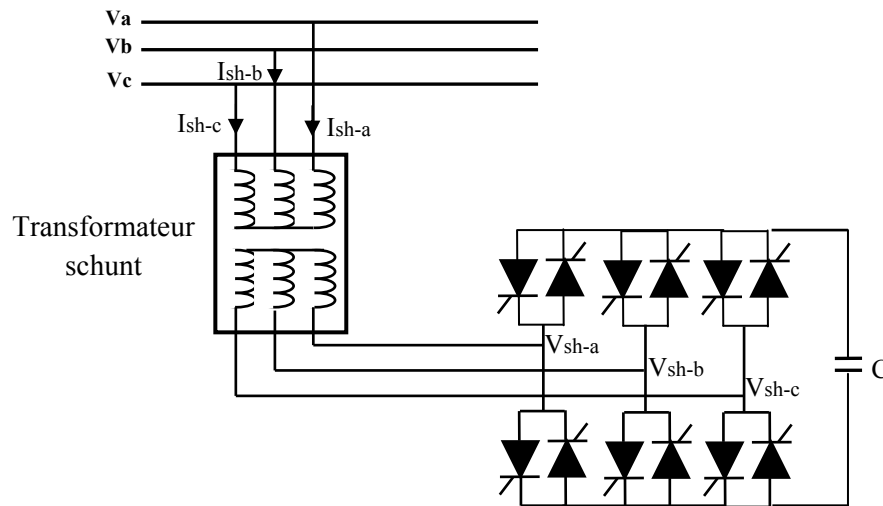


Figure I.6 Schéma de base d'un STATCOM.

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

Le STATCOM est un circuit avec un seul port monté en parallèle avec le réseau, il utilise la commutation forcée, la fréquence de commutation des interrupteurs est élevée, son élément de stockage d'énergie est un condensateur et ceci implique un port DC (Figure I.6)

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_{sh} , laquelle est en phase avec la tension du réseau V (Figure I.7). Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante :

Si la tension $V_{sh} < V$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $-\frac{\pi}{2}$

Par rapport à la tension V ce qui donne un courant inductif (Figure. I.7-a).

Si la tension $V_{sh} > V$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\frac{\pi}{2}$

Par rapport à la tension V ce qui donne un courant capacitif (Figure. I.7-b).

Si la tension $V_{sh} = V$, le courant circulant dans l'inductance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie [1].



Figure I.7 Diagramme vectoriel de STATCOM.

La variation de l'amplitude des tensions de sortie est obtenue en faisant varier la tension continue aux bornes du condensateur. Le STATCOM peut fournir un courant capacitif ou inductif indépendant de la tension du réseau. Il peut donc fournir le courant capacitif maximal même pour de faibles valeurs de tensions. Sa capacité à soutenir la tension du réseau est donc meilleure que celle du SVC. De plus, le STATCOM peut augmenter temporairement les valeurs nominales du courant (inductif ou capacitif).

Par rapport au compensateur statique de puissance réactive conventionnel de type SVC, le STATCOM présente les avantages suivants:

- l'espace nécessaire pour l'installation est réduit en raison de l'absence de bobines d'inductance et de condensateur.
- le recours à des filtres d'harmoniques n'est pas nécessaire.
- les performances en régime dynamique sont meilleures.

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure (I.8).

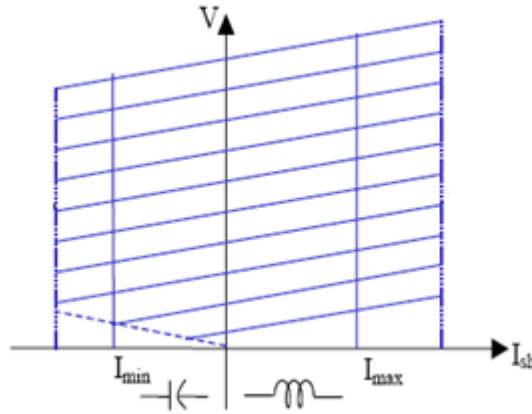


Figure I.8 Caractéristique du STATCOM.

I.5 Dispositifs FACTS séries

Il existe deux familles de dispositifs FACTS qui sont insérés dans le réseau: les compensateurs série et les régulateurs statique de tension et de phase. Leurs caractéristiques et principes respectifs sont décrits dans cette section.

I.5.1 Compensateurs séries

La réactance des lignes est une des limitations principales de la transmission de courant alternatif à travers les longues lignes. Pour remédier à ce problème, la compensation série capacitive a été introduite il y a plusieurs dizaines d'années afin de réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne. Les dispositifs FACTS de compensation série sont des évolutions des condensateurs série fixes. Ils agissent généralement en insérant une impédance capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser la chute de tension inductive. Ils modifient ainsi la réactance effective de la ligne figure (I.9). La tension insérée est proportionnelle et perpendiculaire au courant dans la ligne [8].

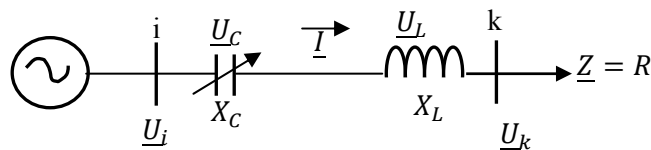


Figure I.9 ligne radiale avec compensateur série.

I.5.1.1 Compensateurs séries à thyristors

Les premiers schémas de compensateurs série à thyristors ont été proposés en 1986 [7]. À l'heure actuelle, trois conceptions principales de compensateurs série à thyristors peuvent être distinguées:

- le condensateur série commandé par thyristors TCSC.
- le condensateur série commuté par thyristors TSSC.
- le condensateur série commandé par thyristors GTO.

En pratique, les compensateurs série à thyristors sont souvent des combinaisons de branches contrôlées et d'éléments de valeurs fixes.

I.5.1.2 Condensateur série commandé par thyristors TCSC

Un condensateur série commandé par thyristors TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) est formé d'une inductance commandée par thyristors en parallèle avec un condensateur [4]. Ce montage permet un réglage continu sur une large gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale. Les montages peuvent varier selon les fabricants. La figure (I.10) illustre le schéma du TCSC.

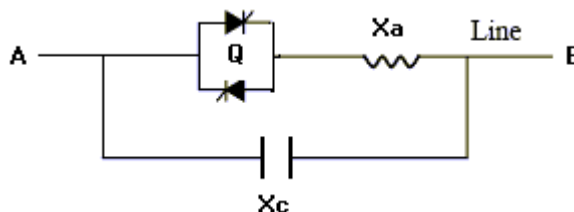


Figure I.10 Schéma d'un TCSC.

La valeur de l'impédance du TCSC est modifiée en contrôlant le courant circulant dans l'inductance au moyen de la valve à thyristors.

L'expression de l'impédance est donnée par l'équation suivante [3] :

$$X_{eff} = X_a - X_c \quad (1.2)$$

Trois régimes de fonctionnement peuvent être distingués [8]:

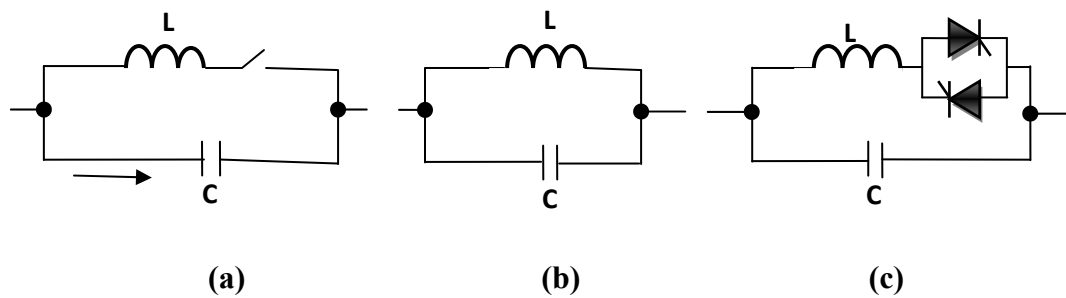


Figure I.11 Régimes de fonctionnement du TCSC.

a) Les thyristors sont bloqués, le courant de la ligne passe uniquement par le condensateur. Le TCSC a alors une impédance fixe correspondant à celle du condensateur.

b) Les thyristors sont en pleine conduction, l'impédance du TCSC est fixe et correspond à l'impédance équivalente résultant de la mise en parallèle de la capacité et de l'inductance.

c) Les thyristors sont commandés en conduction partielle. Un courant de boucle circule dans le TCSC et la réactance apparente de ce dernier est supérieure à celle de la capacité (ou de l'inductance) seule.

I.5.1.2.1 Applications du TCSC [6]

Les principales applications du condensateur série commandé par thyristors sont :

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

I.5.1.3 Condensateur série commuté par thyristors TSSC

Le schéma de base d'un condensateur série commuté par thyristors TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*) est constitué de plusieurs capacités montées en série, chacune étant shuntée par une valve à thyristors montée en dérivation.

Le degré de compensation est contrôlé par paliers. Une capacité série est insérée dans le circuit en bloquant les thyristors lui correspondant. L'extinction a lieu de manière spontanée lors du passage par zéro du courant. Une fois la valve bloquée, la capacité se charge sur une demi-période puis se décharge le demi-cycle de la polarité opposée. Pour minimiser les

transitoires, les thyristors sont enclenchés lorsque la tension aux bornes de la capacité est nulle [1] [8].

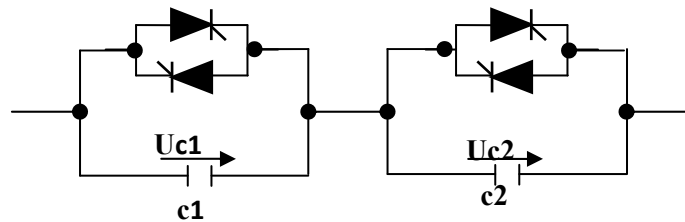


Figure I.12 Condensateur série commuté par thyristors TSSC.

I.5.1.4 Compensateurs statique séries synchrone SSSC

Le compensateur statique série synchrone SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*) est un dispositif FACTS de la deuxième génération (figure I.14). Il est formé d'un convertisseur de tension inséré en série dans la ligne par l'intermédiaire d'un transformateur [1]. Le SSSC agit sur le courant de ligne en insérant une tension en quadrature avec ce dernier, la tension pouvant être capacitive ou inductive. Un SSSC est capable d'augmenter ou diminuer le flux de puissance dans une ligne, voir d'en inverser le sens. Le comportement d'un SSSC peut être assimilé à celui d'un condensateur ou d'une inductance série réglable. La différence principale réside dans le fait que la tension injectée n'est pas en relation avec le courant de ligne. De ce fait, le SSSC présente l'avantage de pouvoir maintenir la valeur de la tension insérée constante, indépendamment du courant. Il est donc efficace tant pour des petites charges (faibles courants) que pour des grandes charge.

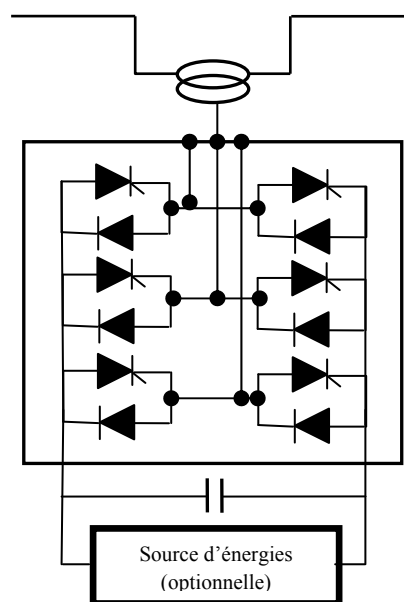


Figure I.13 Schéma d'un Compensateurs statique séries synchrone SSSC

Un autre avantage du SSSC réside dans le fait que ce type de compensateur n'insère pas de condensateur en série avec la ligne de transport. De ce fait, il ne peut pas provoquer de résonance hyposynchrone. De plus, sa taille est réduite en comparaison de celle d'un TCSC [8].

Par contre, sa commande est plus complexe. Parmi les inconvénients, il y a également le coût élevé du SSSC par rapport à celui des condensateurs série réglables. Il est en grande partie dû au transformateur HT.

Les applications pour lesquelles sont utilisées les SSSC sont identiques à celles où l'on a recours à des condensateurs séries réglables. Ce sont plus particulièrement:

- les commandes statiques et dynamiques des flux de puissances.
- l'amélioration de la stabilité angulaire.
- l'atténuation des oscillations électromécaniques.

I.6 Dispositifs FACTS combinés série-parallel

Les dispositifs FACTS présentés aux sections I.4.1, I.5.1 permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs (shunt et série), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées.

I.6.1 Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (*Unified Power Flow Controller*) est composé de deux convertisseurs (redresseur et onduleur) connectés par une liaison continu, l'un étant raccordé en parallèle et l'autre en sérié. Il s'agit en fait de la combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC. Son schéma est représenté à la figure (I.14).

Le principe de l'UPFC consiste à dériver un courant et le réinjecter avec un déphasage bien approprié par l'intermédiaire du convertisseur sérié onduleur générant une tension contrôlée en phase et en amplitude et donc un impose le sens la valeur et la direction des flux de puissance transportés sur la ligne, donc L'UPFC est un contrôleur dextrement flexible et offre une capacité de contrôleur incomparable [1]. Le convertisseur 2 génère une tension U_{pq} contrôlée en amplitude et en phase, qui est insérée dans la ligne.

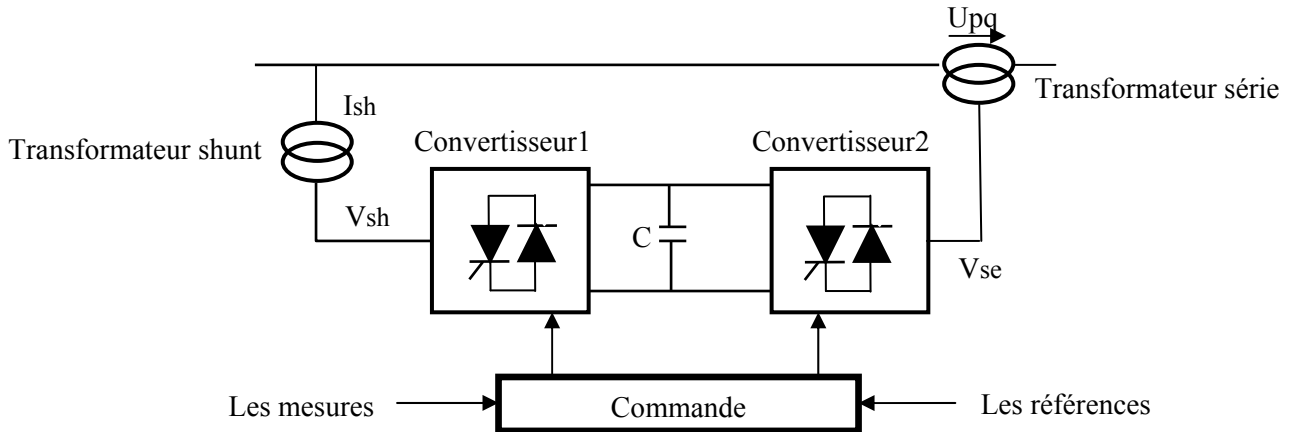


Figure I.14 Schéma de base d'un UPFC .

Le convertisseur shunt peut également générer de la puissance réactive indépendamment du transfert de puissance active et ainsi contrôler la tension U_i (figure I.16). L'UPFC permet de contrôler simultanément les trois paramètres régissant les transits de puissances dans les lignes (tension, impédance et phase). Il peut de ce fait agir à la fois sur les puissances active et réactive. En général, il possède trois variables de commande et peut s'exploiter dans différents modes. Le convertisseur shunt règle la tension au nœud « i » alors que l'autre, branché en série, règle les puissances active et réactive ou la puissance active et la tension au nœud « k » [7][8].

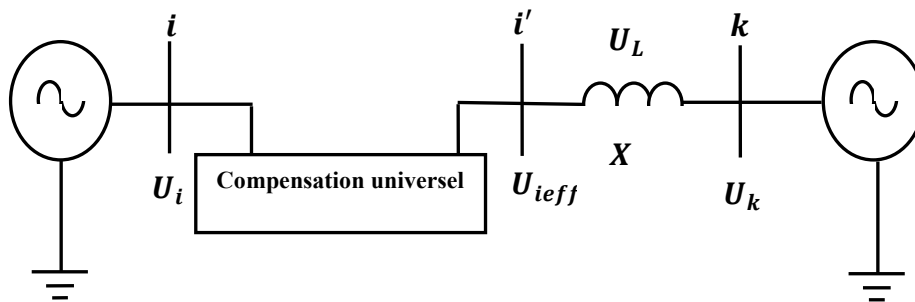


Figure I.15 Compensateur universel dans une ligne reliant deux générateurs.

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

- le réglage de la tension.
- l'amélioration des flux de puissances active et réactive.

- la limitation des courants de court-circuit.
- l'amortissement des oscillations de puissance.

I.6.2 Contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC :

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC (*Interline Power Flow Controller*) est formé de plusieurs SSSC chacun fournit une compensation sérié à une seul ligne.les SSSC sont raccordés en parallèle du coté continu permettant le transfert et la compensation entre les lignes. Son principe est illustré à la figure (I.16) [2].

L'IPFC permet de transférer de la puissance active et réactive entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée.les tentions injectées possèdent une composante en quadrature et une composante en phase avec les courants respectifs des lignes ,alors que la composante en phase définie le niveau de puissance active échangée avec les autres lignes .sur la liaison continue ,le bilan est toujours nul[8].

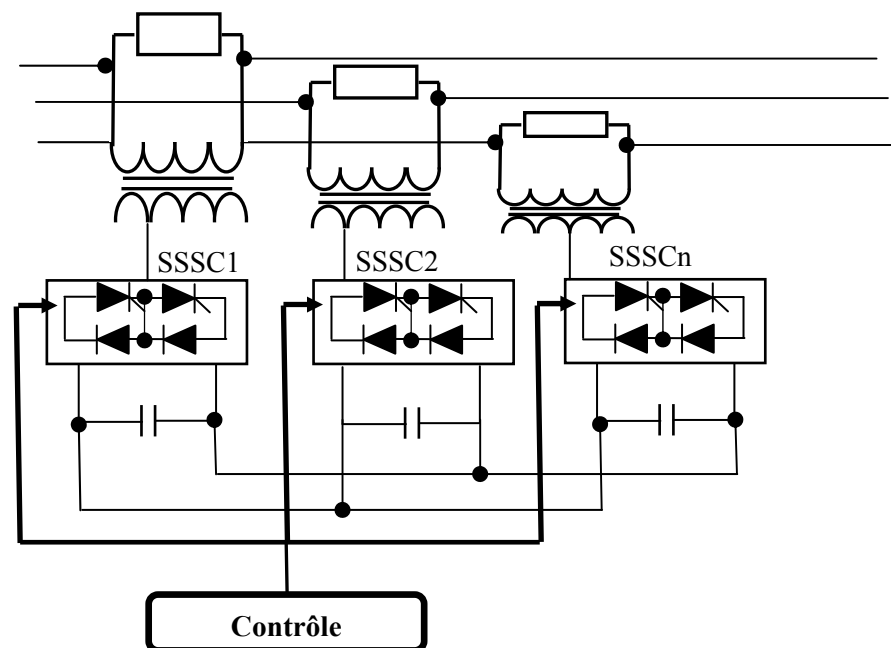


Figure I.16 Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes

I.7 Propriétés des dispositifs FACTS :

L'utilisation de la nouvelle technologie FACTS est un moyen susceptible d'apporter des solutions qui semble meilleurs, les systèmes FACTS permettent aux circuits de transmission d'être utilisés à leur capacité thermique maximale et aussi offre au système de puissance une plus grande flexibilité.

I.7.1 Avantages des dispositifs FACTS :

Les avantages apportés aux réseaux électriques sont :

- Grande fiabilité grâce à l'utilisation de contrôleur d'électronique de puissance caractérisée par une grande rapidité de réaction.
- Une grande flexibilité dans le contrôle de la puissance de telle sorte qu'elle s'écoule le long de l'itinéraire de transmission prescrit.
- Amélioration de la stabilité transitoire.

I.7.2 Inconvénients des dispositifs FACTS :

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions pour aider les systèmes électriques, mais ils présentent des inconvénients, en plus qu'ils ne sont pas une solution universelle, ils existent plusieurs contraintes pour que ces dispositifs soient efficaces et fiables :

- Le choix du FACTS.
- Le choix du modèle du FACTS.
- Le choix de la localisation du FACTS.
- Protection pour les FACTS et pour le réseau.
- Interaction entre les dispositifs FACTS et l'autre élément.

I.8 Synthèse

Les différents dispositifs FACTS présentés dans ce chapitre possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques entreront également dans le choix du type d'installation à utiliser. Le tableau

(I.1) synthétise les principaux bénéfices techniques des différentes technologies de FACTS. Le nombre "+" est proportionnel à l'efficacité du dispositif.

Tableau II.1: Bénéfices techniques des dispositifs FACTS [4]				
Dispositif	Contrôle du transit de puissance	Contrôle de La tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC/GCSC	++	+	+++	++
SSSC	++	+	+++	++
UPFC	+++	+++	+++	+++
IPFC	+++	+	+++	++

Tableau. I.1

I.9 Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre, 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. L'utilisation de la nouvelle technologie FACTS améliore les performances dynamiques et autre du système électrique tel que ;

- Une meilleure utilisation de moyens de transmission existants ;
- Augmenter la capacité du transfère du système de transmission ;
- Améliorer la stabilité des réseaux électriques.

II .1 Introduction

L'objectif principal de l'étude de l'écoulement de puissance est de déterminer les conditions de fonctionnement du système électrique en régime permanent ; telles que les puissances et les tensions au niveau de tous les jeux de barres de sorte que les charges soient maintenues à des niveaux de tension convenables. L'analyse de l'écoulement de puissance consiste en la détermination des points d'équilibre du modèle de système électrique. Depuis long temps, plusieurs méthodes ont été proposées par différents auteurs pour la résolution des systèmes d'équations de grande taille modélisant le fonctionnement en régime permanent du système électrique.

Le problème de calcul de l'écoulement de puissance peut se partager aux problèmes suivants :

1. La formulation d'un modèle mathématique convenable au réseau électrique : ce modèle doit décrire les relations entre les tensions et les puissances dans le système interconnecté.
2. Spécification des limites de puissance (active et réactive) et de tension qui doivent être appliquées aux différents jeux de barres.
3. L'application des méthodes numériques pour résoudre les équations de l'écoulement de puissance. Ces méthodes fournissent les solutions du problème (tensions, puissances, pertes dans les lignes) avec une précision admissible.
4. Si une fois toutes les tensions aux jeux de barres déterminés, les puissances dans chaque ligne de transmission sont ensuite calculées.

II.2 But de l'étude de l'écoulement de puissance

L'analyse de l'écoulement de puissance est très importante lors de la connexion de nouvelles lignes aux lignes existantes ou la planification de nouveaux réseaux électriques. Parmi les objectifs de l'étude de l'écoulement de puissance sont :

1. L'équilibre entre la production et la demande en énergie électrique.
2. Les valeurs limites de la stabilité thermique ne doivent pas être dépassées pour éviter la détérioration de certains éléments du réseau et les risques de danger sur les lignes: coupure d'une ligne chargée, court circuit,...etc.

3. Le maintien des tensions aux jeux de barres entre les limites tolérées
($U_{min} < U < U_{max}$)
4. Le maintien de la puissance réactive entre deux limites tolérées ($Q_{min} < Q < Q_{max}$)

II.3 Classification des jeux de barres dans un réseau électrique [1]

Chaque jeu de barre (i) est caractérisé par quatre variables qui sont :

- $|V_i|$: Module de la tension du jeu de barre i.
- θ_i : phase de la tension du jeu de barre i.
- P_i : puissance active nette injectée au jeu de barre i.
- Q_i : puissance réactive nette injectée au jeu de barre i.

La puissance nette injectée à un jeu de barre, est égale à la différence entre la puissance générée (S_{gi}) et la puissance demandée (S_{di}) au niveau de ce jeu de barre

$$S_i = S_{gi} - S_{di}$$

$$P_i = P_{gi} - P_{di} \quad (2.1)$$

$$Q_i = Q_{gi} - Q_{di}$$

On peut classer les jeux de barres en trois catégories en fonction des spécifications des variables utilisées:

II.3.1 Jeu de barre de référence

C'est un jeu de barre générateur ou le module et la phase de tension (V, θ) sont tous deux spécifiés. Les puissances (active et réactive) sont inconnues et doivent être calculées en dernier. Le jeu de barre de référence est choisi parmi les jeux de barres générateurs dont la puissance active est la plus importante. Ce jeu de barre est pris comme référence des angles de tension.

A partir des paramètres de ce jeu de barre qu'on va spécifier les données du réseau, puisque on utilise le système des unités relatives, donc la puissance de base est choisie à partir du générateur connecté, et ainsi pour la tension et par calcul on retrouve l'impédance de base.

II.3.2 Jeu de barre de générateur

Ce jeu de barre est connecté à un générateur. Les générateurs peuvent fournir une puissance active et fournir ou absorber une puissance réactive dans certaines limites. Les groupes importants tentent de maintenir à leurs bornes un niveau de tension donné.

II.3.3 Jeu de barre de charge

Ce jeu de barre alimente une charge caractérisée par sa puissance (active et réactive). Nous supposons qu'une charge peut être vue comme consommatrice de puissance (active et réactive). Q peut être positive (cas d'une charge inductive) ou négative (cas d'une charge capacitive), alors que (V, θ) sont à calculer

On résume dans le tableau (2.1), les différentes variables connues et inconnues dans chaque jeu de barres.

Types de jeux de barres	Grandeurs connues	Grandeurs inconnues
Jeu de barre de référence	V, θ	P, Q
Jeu de barre de génération	P, V	Q, θ
Jeu de barre de charge	P, Q	V, θ

Tableau 2.1 spécification des différentes grandeurs des jeux de barres

II.4 Equation du réseau électrique

II.4.1 Formulation de la matrice d'admittance [9,10].

L'équation décrivant les relations entre courant et tension aux jeux de barres est donnée par :

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (2.2)$$

Où

V_{bus} : Vecteur de tension des jeux de barres.

$$V_{bus} = \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{pmatrix} \quad (2.3)$$

I_{bus} : Vecteur de courant des jeux de barres.

$$I_{bus} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{pmatrix} \quad (2.4)$$

Y_{bus} : La matrice admittance du réseau électrique donnée par :

$$Y_{bus} = \begin{pmatrix} \sum_{i=0}^n Y_{1i} & -Y_{12} & \cdot & \cdot & -Y_{1n} \\ -Y_{21} & \sum_{i=0}^n Y_{2i} & \cdot & \cdot & -Y_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ -Y_{n1} & -Y_{n2} & \cdot & \cdot & \sum_{i=1}^n Y_{ni} \end{pmatrix} \quad (2.5)$$

La matrice Y_{bus} présente les propriétés suivantes :

1. Carrée d'ordre n
2. Symétrique $Y_{ik} = Y_{ki}$.
3. Complexe.

4. Chaque élément Y_{ik} en dehors de la diagonale est l'opposé de l'admittance de la branche entre les nœuds « k » et « i ».
5. Chaque élément de la diagonale Y_{kk} est la somme de toutes les admittances des branches liées au jeu de barre « k ».

II.4.2 Equation de l'écoulement de puissance

Pour déterminer les équations de l'écoulement de puissance, on considère le système de la figure (II.3).

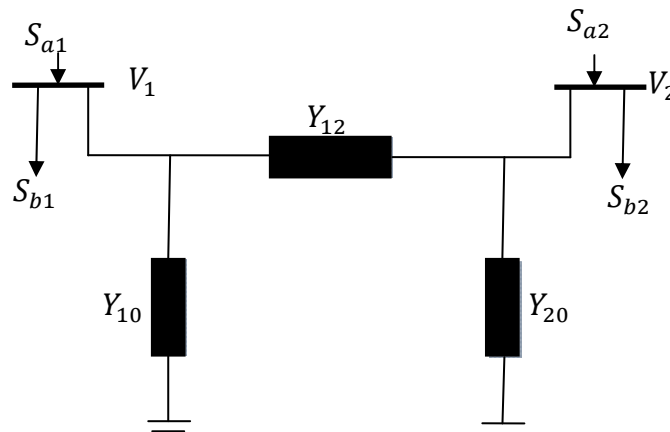


Figure II.1 Exemple d'un système a deux jeux de barres.

La puissance apparente S_1 injectée au jeu de barres 1 est donnée par :

$$S_1 = V_1 I_1^* \quad (2.6)$$

Avec :

I_1 est le courant qui entre dans le jeu de barres 1. Ce courant est composé de deux composantes, une composante $Y_{10} V_1$ qui s'écoule à travers l'admittance shunt, et une composante $(V_1 - V_2) Y_{12}$ qui s'écoule à travers l'admittance série de la ligne équivalente du réseau. D'après la loi de KIRCHOFF appliquée à un jeu de barre nous avons :

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_{10} + (V_1 - V_2) Y_{12} \quad (2.7)$$

De la même manière pour le jeu de barre 2 :

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = V_2 Y_{10} + (V_2 - V_1) Y_{12} \quad (2.8)$$

Qui peuvent être écrites de la manière suivante :

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_{11} + V_2 Y_{12} \quad (2.9)$$

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_{11} + V_2 Y_{12} \quad (2.10)$$

Avec :

$$Y_{11} = Y_{22} = Y_{10} + Y_{12} \quad (2.11)$$

$$Y_{12} = -Y_{21} =$$

Les courants et tensions pour cette exemple sont données par :

$$I_{bus} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \end{pmatrix} \quad (2.12)$$

I_{bus} : Vecteur de courant des jeux de barres.

$$V_{bus} = \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \end{pmatrix} \quad (2.13)$$

V_{bus} : Vecteur de tension des jeux de barres.

$$Y_{bus} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{pmatrix} \quad (2.14)$$

Y_{bus} : La matrice admittance du réseau.

Réellement, les puissances qui sont connues, et non pas les courants. Donc, les équations (2.7) et (2.8) comme suit :

$$S_1^* = P_1 - jQ_1 = (V_1 Y_{11} + V_2 Y_{12}) V_1^* \quad (2.15)$$

Ces équations sont les équations de l'écoulement de puissance, pour un système à deux jeux de barres. La solution de ces équations est difficile.

II.4.3 Equation de l'écoulement de puissance dans les lignes

Le courant de la branche entre les deux jeux de barres « i » et « k », qui a le sens positif de « i vers k » est :

$$I_{ik} = (V_i - V_k) Y_{ik} + V_i Y_{i0} \quad (2.16)$$

Avec :

Y_{ik} : L'admittance de la ligne.

Y_{i0} : L'admittance Phase_terre.

$V_i Y_{i0}$: Contribution du courant au jeu de barre due de la mise à la terre.

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* I_{ik} \quad (2.17)$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* (V_i - V_k) Y_{ik} + V_i^* V_i Y_{i0} \quad (2.18)$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* (V_i - V_k) Y_{ik} + |V_i|^2 Y_{i0} \quad (2.19)$$

et

$$P_{ki} - jQ_{ki} = V_k^* (V_k - V_i) Y_{ki} + |V_k|^2 Y_{k0} \quad (2.20)$$

II.4.4 Equation de l'écoulement de puissance sous forme réelle

Les équations (2.15) et (2.16) deviennent:

$$S_1^* = P_1 - jQ_1 = V_1^* \sum_{k=1}^2 Y_{1k} V_k \quad (2.21)$$

$$S_2^* = P_2 - jQ_2 = V_2^* \sum_{k=1}^2 Y_{2k} V_k \quad (2.22)$$

Les lignes de transmission connectent le jeu de barre « i » aux autres jeux de barres « k » dans le système électroénergétique. Un jeu de barre peut être connecté au maximum à (n-1) jeux de barres ; on peut représenter chacune de ces lignes par un schéma équivalent sous forme de Π .

A partir de l'équation (2.6) on tire l'équation d'équilibre du courant :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = V_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik0} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} (V_i - V_k) \quad (2.23)$$

Pour $i=1,2,\dots,n$

$$I_i = V_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (Y_{ik0} + Y_{ik}) + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (-Y_{ik}) V_k \quad (2.24)$$

On peut écrire ces équations sous la forme :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = V_1 Y_{i1} + V_2 Y_{i2} + \dots + V_i Y_{ii} + \dots + V_n Y_{in} \quad (2.25)$$

Où :

$$Y_{ii} = \sum_{k=1}^n (Y_{ik0} + Y_{ik}) \quad (2.26)$$

Donc :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^2 Y_{ik} V_k \quad (2.27)$$

Chaque tension au jeu de barre V_i à une amplitude et un angle de phase par rapport à angle

$$\text{de référence : } V_i = |V_i| \angle \theta_i \quad (2.28)$$

Aussi l'élément de la matrice admittance est en général complexe donc on peut écrire :

$$Y_{ik} = |Y_{ik}| \angle \gamma_{ik} \quad (2.29)$$

Donc on peut écrire les équations de l'écoulement de puissance :

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \exp(j(\theta_k - \theta_i + \gamma_{ik})) \quad (2.30)$$

$$P_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(j(\theta_k - \theta_i + \gamma_{ik})) \quad (2.31)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(j(\theta_k - \theta_i + \gamma_{ik})) \quad (2.32)$$

$i=1, 2, \dots, n$; (n =nombre de jeux de barres)

II.4.5 Formulation générale de l'écoulement de puissance

Pour déterminer les équations générales de l'écoulement de puissance, on considère que les puissances sont équilibrées au jeu de barres « i », donc la puissance du jeu de barres sera égale :

$$S_i = S_{ai} - S_{bi} = P_{ai} - P_{bi} + j(Q_{ai} - Q_{bi}) \quad (2.33)$$

Les puissances sont connues et les courants sont inconnus, donc les équations prendront des formes non linéaires :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad (2.34)$$

$i=1, 2, \dots, n$;

Cette équation représente la forme générale de l'équation de l'écoulement de puissance [8]. Séparons la partie réelle et imaginaire de l'équation :

$$P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(j(\theta_k - \theta_i + \gamma_{ik})) \quad (2.35)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(j(\theta_k - \theta_i + \gamma_{ik})) \quad (2.36)$$

Ces équations expriment l'équilibre des puissances (actives et réactives) respectivement au jeu de barre « i ».

II .5 Résolution du problème de l'écoulement de puissance

II.5.1 Méthode de Gauss-Seidel

La solution du problème de l'écoulement de puissance est basée sur un processus itératif. On utilise des valeurs estimées des tensions des jeux de barres pour calculer un ensemble de nouvelles.

Les nouvelles valeurs sont fonction de valeurs estimées des tensions, des puissances actives et réactives spécifiées et des admittances du réseau. Chaque fois qu'un ensemble de valeur de tension est obtenu, le nombre d'itérations est augmenté d'une unité. Ce processus itératif est répété jusqu'à point où au niveau de tous les jeux de barres, la différence entre les tensions appartenant à deux itérations successives est inférieure à une certaine valeur qu'on spécifie et qu'on appelle tolérance ou précision.

On va voir la solution où la tension d'un jeu de barres est exprimée en fonction des puissances actives et réactives délivrées à jeu de barres par les générateurs ou fournies à la charge, des tensions aux jeux de barres (ces tensions sont soit estimées soit calculées auparavant).

A partir de l'équation du jeu de barre de charge :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (2.37)$$

$i=1, 2, \dots, n. i \neq n_{ref}$.

n : le nombre des jeux de barres du réseau.

n ref : numéro du jeu de barre de référence (Slack BUS).

En faisant intervenir les éléments de la matrice admittance on aura

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_1 Y_{i1} + V_2 Y_{i2} + \dots + V_i Y_{ii} + \dots + V_n Y_{in} \quad (2.38)$$

La tension on au jeu de barres « n » est donné par :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - (V_1 Y_{i1} + V_2 Y_{i2} + \dots + V_n Y_{in}) \right] \quad (2.39)$$

Les tensions sont calculées à l'aide de l'équation (2.39). Ces tensions sont utilisées dans l'équation (2.37) pour calculer les courants aux jeux de barres.

Dans chaque itération la tension est déterminée pour tous les jeux de barres sauf le jeu de barres de référence. Le processus est répété plusieurs fois jusqu'à ce que les tensions dans les itérations successives ne diffèrent pas l'une de l'autre de plus que la tolérance. Ce processus de résoudre les équations linéaires est connu sous le nom de la méthode itérative de Gauss –Seidel. Si le même ensemble de valeurs des tensions est utilisé dans une itération complète (au lieu de substituer les nouvelles valeurs chaque fois qu'elles sont déterminées pour calculer la tension du jeu de barres suivant), le processus serait appelé la méthode itération de Gauss.

La convergence vers une fausse solution peut être évitée si les tensions estimées au départ ne sont pas largement différentes des valeurs correctes.

Pour un réseau à « n » jeux de barres, la tension calculée à n'importe quel jeu de barres « k » par la méthode Gauss est données :

$$V_k^{(L)} = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{(V_k^*)^{(L-1)}} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n Y_{ki} V_i^{(L-1)} \right] \quad (2.40)$$

La tension calculée à n'importe quel jeu de barres « i » par la méthode Gauss-Seidel est données :

$$V_k^{(L)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{(V_k^*)^{(L-1)}} - \sum_{i=1}^{k-1} Y_{ik} V_i^{(L)} - \sum_{i=k+1}^n Y_{ki} V_i^{(L-1)} \right] \quad (2.41)$$

Sont la méthode de Gauss, Gauss-Seidel. Les deux méthodes sont basées sur des processus itératifs qui se résume suit :

- 1- Prévoir une estimation $V_i^{(0)}$ comme solution initiale.
- 2- Cette solution sera utilisée en conjonction avec les équations originales (2.29) pour le calcul d'une première solution approximée $V_1^{(0)}$.
- 3- La première solution sera utilisée pour obtenir la prochaine itération...etc.

Le processus itératifs doit s'arrêter quand toutes les tensions aux jeux de barres dans l'itération (L+1) ne sont pas différentes de celles de l'itération (L) avec une certaine tolérance ε prédéfinie :

$$\left| V_i^{(k+1)} - V_i^{(k)} \right| < \varepsilon \quad (2.42)$$

La méthode itérative de Gauss-Seidel est la méthode la plus utilisée dans l'analyse de l'écoulement de puissance. Nous introduisons ci après la technique de Gauss-Seidel pour les raisons suivantes :

1. Elle une valeur scientifique précise car elle est facile à programmer.
2. Elle est toujours utilisée pour les petits systèmes électroénergétiques ou la simplicité du programme est plus importante que les coûts des calculs.

II.6 Organigramme de calcul de l'écoulement de puissance

II.6.1 Organigramme de calcul de la matrice admittance

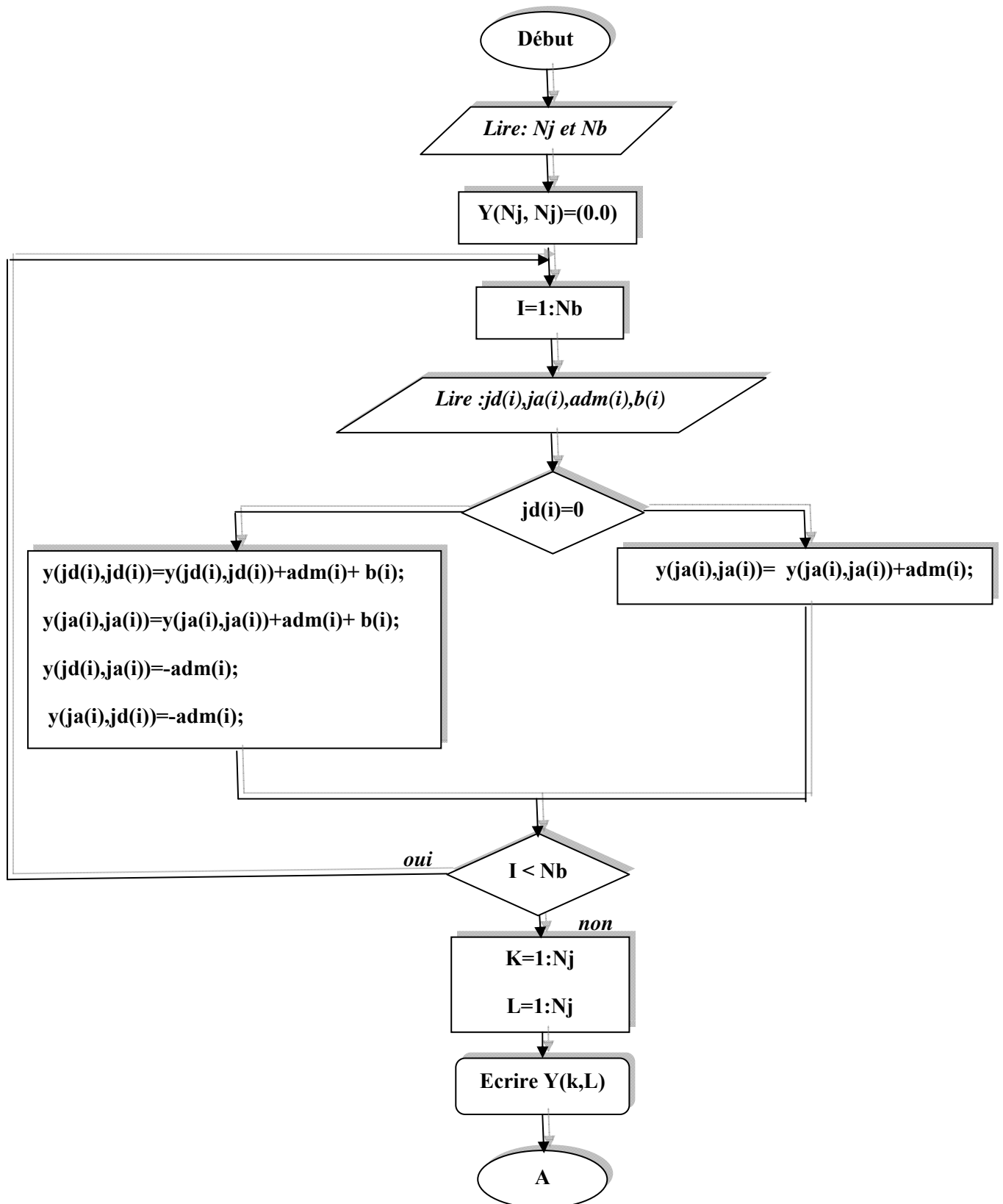


Figure II.2 Organigramme de calcul de la matrice admittance

II.6.2 Organigramme de calcul de la tension pour chaque JB par la méthode Gauss

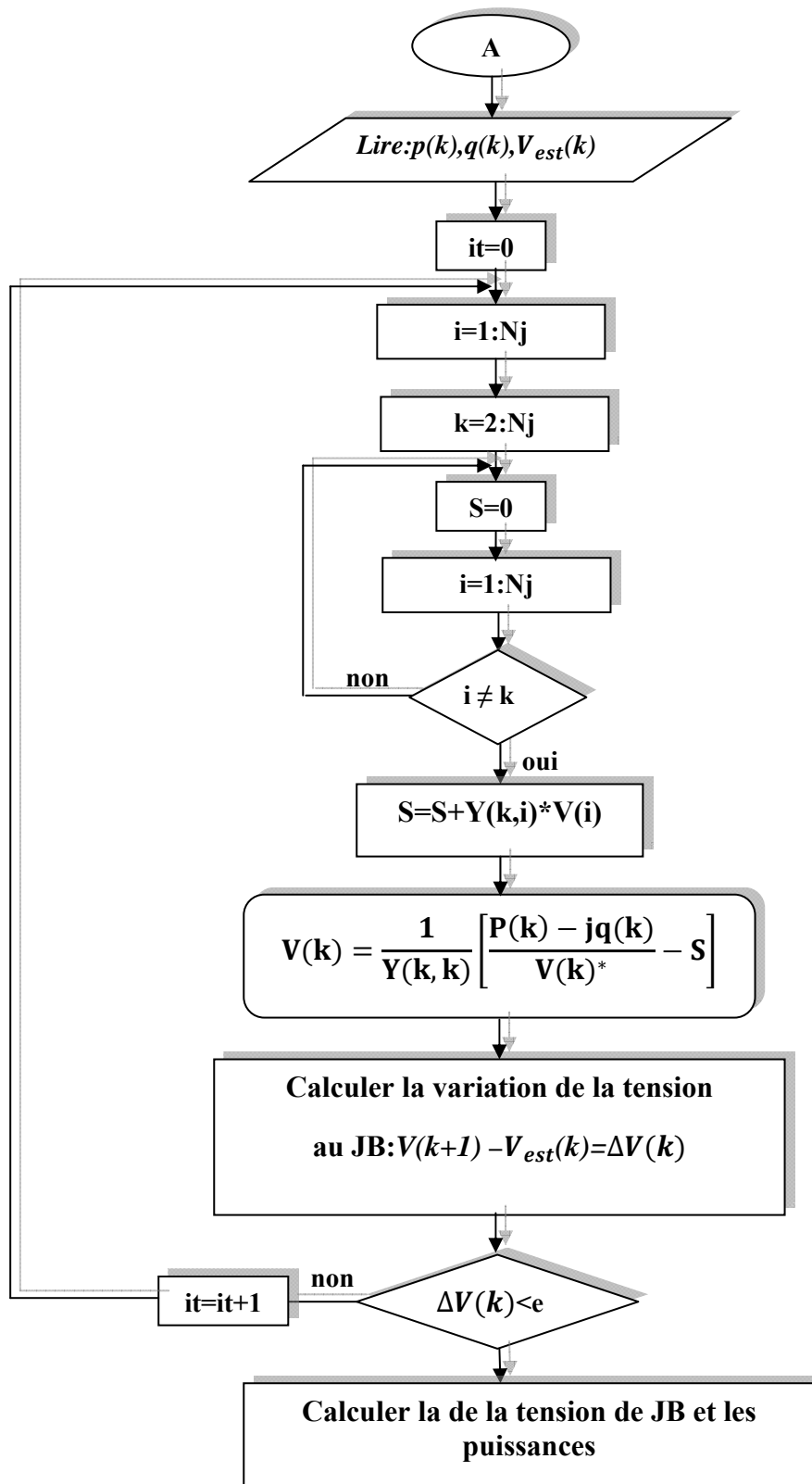


Figure II.3 Organigramme de calcul de la tension pour chaque JB par la méthode Gauss

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné une formulation du problème de l'écoulement de puissance, par un système d'équations non linéaires gouvernant le système de puissance. Les variables sont les modules et phases des tensions aux niveaux des jeux de barres. Parmi les méthodes utilisées pour l'étude du problème de l'écoulement de puissance, la méthode **Gauss** et **Gauss-Seidel** ont été détaillés dans notre travail.

Le problème de l'écoulement de puissance occupe une partie très importante dans la procédure de commande et contrôle des réseaux électriques, dont la solution aide l'exploitant ou le dispatcheur du système électrique à connaître les niveaux de tension de tous les jeux de barres, les pertes de puissance, les contraintes de fonctionnement forcées et les lignes de transport surchargées.

III.1 Introduction

Dans ce chapitre nous présentons la modélisation des éléments du réseau et quelques dispositifs FACTS.

Pour pouvoir observer l'impact des dispositifs FACTS dans un réseau électrique, il est nécessaire de les représenter par des modèles. Ensuite on intègre ces dispositifs dans des programmes de calcul permettant de simuler leurs effets dans l'ensemble du système.

Plusieurs modèles de dispositifs FACTS ont été développés pour l'étude des régimes fonctionnement stationnaires. Elles se différencient principalement par la méthode utilisée pour intégrer les FACTS dans le calcul de load flow (puissance). les dispositifs FACTS sont considérés comme des éléments idéaux et les pertes actives ne sont pas prise en compte.

La modélisation des dispositifs FACTS est effectuée sur la base les éléments utilisée dans les calculs de puissances (load flow). Ce sont plus particulièrement les générateurs, les charges, les éléments shunts ainsi que les lignes et les transformateurs.

III.2 Modélisations des éléments du réseau électrique

III.2.1 Modélisation des lignes de transport

Les lignes de transport sont modélisées par un schéma en π classique, dans lequel la conductance transversale est négligée figure (III.1).

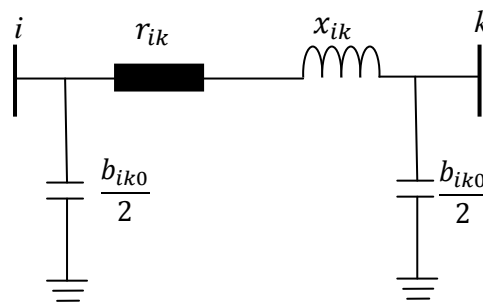


Figure III.1 Modèles en π des lignes de transport.

Avec :

r_{ik} : La résistance de la ligne i-k.

x_{ik} : La réactance de la ligne.

b_{ik0} : La susceptance traversable.

III.2.2 Modélisation des transformateurs [8]

Chaque transformateur peut être modélisé par une résistance en série avec une réactance comme elle indique la figure (III.2).

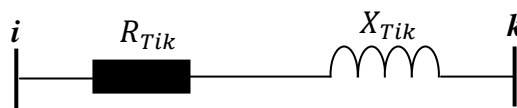


Figure III.2 représentation d'un transformateur.

Donc le transformateur peut être considéré comme une ligne, tel que:

$$Z_{Tik} = R_{Tik} + jX_{Tik} \quad (3.1)$$

$$Y_{Tik} = \frac{1}{R_{Tik} + jX_{Tik}} \quad (3.2)$$

Avec :

Z_{Tik} : L'impédance du transformateur.

Y_{Tik} : L'admittance du transformateur.

III.2.3 Modélisation des charges

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

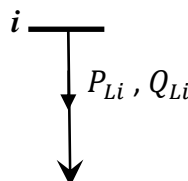


Figure III.3- Modèle des charges.

$$Y_{Li} = \frac{P_{Li} - jQ_{Li}}{V_i^2} \tag{3.3}$$

$$S_{Li} = P_{Li} + jQ_{Li} \tag{3.4}$$

Avec :

Y_{Li} : D'admittance de la charge.

S_{Li} : La puissance complexe de la charge.

P_{Li} : La puissance active.

Q_{Li} : La puissance réactive.

La puissance réactive Q_{Li} peut être positive ou négative selon que la charge est nature inductive respectivement capacitive.

III.2.4 élément shunt

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

$$Y_{i0} = g_{i0} + jb_{i0} \tag{3.5}$$

Le symbole général représentant un élément shunt est donné à la figure(III.4.a). La susceptance peut être inductive ou capacitive. Dans le premier cas, l'élément consomme de la puissance réactive figure(III.4.b), alors qu'il en fourni au système dans le second figure(III.4.c).

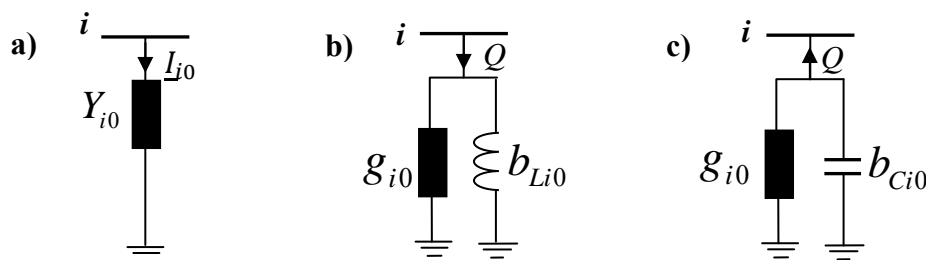


Figure III.4 Modèle des éléments shunt : a) symbole, b) élément inductif, c) élément capacitif.

III.3 Modélisations des dispositifs FACTS

La modélisation des dispositifs FACTS consiste à représenter les dispositifs sous certaines hypothèses et dans un domaine de fréquences choisi.

Différentes façons de modéliser les dispositifs FACTS ont été développées pour l'étude des régimes stationnaires. Elles se différencient principalement par la méthode utilisée pour intégrer ces dispositifs dans le calcul du load flow.

III.3.1 Modification de la matrice d'admittance nodale

Les FACTS sont envisagés comme des éléments venant modifier directement la matrice d'admittance nodale de réseau. Ils sont insérés dans la ligne selon la représentation de la figure(III.5).selon le type de FACTS modélisé, le dispositif peut être placé au milieu ou à une extrémité de la ligne.

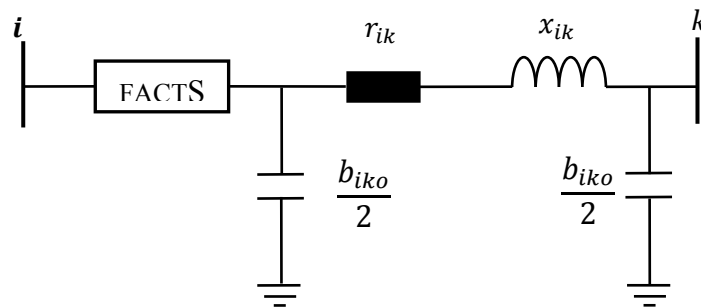


Figure III.5 Intégration du dispositif FACTS dans ligne.

Les paramètres d'une ligne équivalente sont déterminés et substitué à ceux de la ligne sans FACTS dans la matrice d'admittance nodale. Cette dernière est modifiée de la manière suivante :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \underline{Y}'_{ii} & \underline{Y}'_{ik} \\ \underline{Y}'_{ki} & \underline{Y}'_{kk} \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} \underline{Y}_{ii} & \underline{Y}_{ik} \\ \underline{Y}_{ki} & \underline{Y}_{kk} \end{pmatrix}}_{\text{Ligne}} + \underbrace{\begin{pmatrix} \underline{Y}^F_{ii} & \underline{Y}^F_{ik} \\ \underline{Y}^F_{ki} & \underline{Y}^F_{kk} \end{pmatrix}}_{\text{FACTS}} \quad (3.6)$$

III.3.2 Modèle de compensateur statique de puissance réactive SVC

Le compensateur statique de puissance réactive est modélisé par une admittance shunt \underline{y}_{SVC} variable (figure .III.6.a). Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire :

$$\underline{Y}_{SVC} = j b_{SVC} \quad (3.7)$$

La susceptance b_{SVC} peut être de nature capacitive ou inductive afin de fournir, respectivement d'absorber, de la puissance réactive Q_{SVC} (figure .III.6.b). Les valeurs des SVC sont exprimées sous forme de puissance réactive B_{SVC} absorbée à la tension nominale U_n . La correspondance avec la susceptance b_{SVC} est donnée par la relation

$$B_{SVC} = -U_n^2 b_{SVC} \quad (3.8)$$

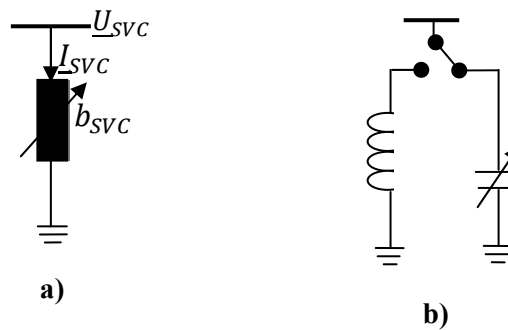


Figure III.6 Modélisation du SVC : a) symbole, b) modèle.

La puissance réactive réellement absorbée par le SVC est donnée par

$$Q_{SVC} = -\frac{U^2}{U_n^2} B_{SVC} \quad (3.9)$$

Le signe « moins » indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif. La variation de la puissance réactive injectée en fonction de la tension est représentée à la figure (III.7) pour plusieurs valeurs de compensation.

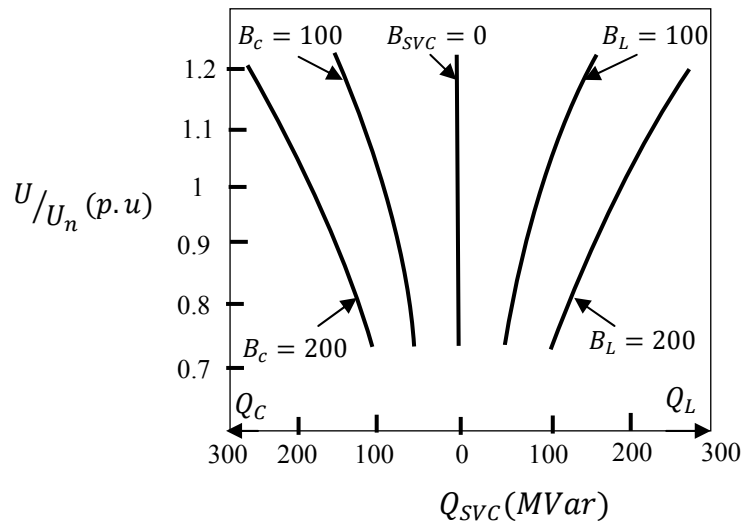


Figure III.7 Variation de la puissance réactive par un SVC en fonction de la tension nodale

Comme il l’a déjà été mentionné, les installations FACTS sont généralement situées à des postes déjà existants. Toutefois, les deux cas sont en considérations ; à savoir lorsque le SVC est placé en un nœud et lorsqu’il est situé au milieu de la ligne.

III.3.2.1 SVC placé en un nœud du réseau

Les SVC sont généralement placés aux endroits où se trouvent des charges importantes ou variant fortement. Ils peuvent également être positionnés à des nœuds où un générateur n’arrive pas à fournir ou absorber suffisamment de puissance réactive pour maintenir le niveau de tension désiré.

Lorsqu’un SVC est présent au nœud « i », seul l’élément Y_{ii} de la matrice d’admittance nodale est modifié, l’admittance du SVC lui étant additionnée :

$$Y'_{ii} = Y_{ii} + Y_{SVC} \tag{3.10}$$

La figure (III.8) illustre le cas d’un SVC placé en un nœud « i » constituant une des extrémités d’une ligne.

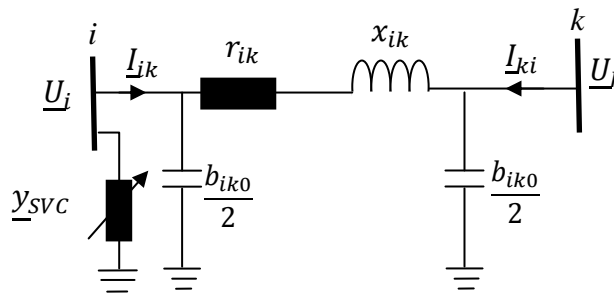


Figure III.8 SVC placé en un nœud.

Donc la matrice d'admittance est modifiée de la manière suivante :

Pour :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{ik} + \frac{\underline{Y}_{ik0}}{2} + \underline{Y}_{SVC} & -\underline{Y}_{ik} \\ -\underline{Y}_{ki} & \underline{Y}_{ik} + \frac{\underline{Y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.11)$$

Avec :

$$\underline{Y}_{ik} = \frac{1}{r_{ik} + jx_{ik}} \quad (3.12)$$

III.3.3 Modèle du compensateur série à thyristors TCSC

Les compensateurs série à thyristors utilisés peuvent être de nature capacitive ou inductive. Ils s'apparentent donc à des dispositifs de type TCSC. Ils sont modélisés par impédances variables insérées en série avec la ligne figure (III.10.a). Les dispositifs étant considérés comme idéaux, seule la partie réactive de l'impédance est prise en compte. Le modèle est formé de deux branches en parallèles formées respectivement d'une inductance et d'une capacité variable. Pour éviter les phénomènes de résonance, les branches sont enclenchées de manière exclusive à l'aide d'un interrupteur figure (III.10.b). Les valeurs des TCSC sont exprimées sous la forme du degré de compensation de la ligne k_{TCSC} dans laquelle le dispositif est placé. La valeur de la réactance du TCSC est donnée par

$$x_{TCSC} = k_{TCSC} x_{ligne} \quad (3.13)$$

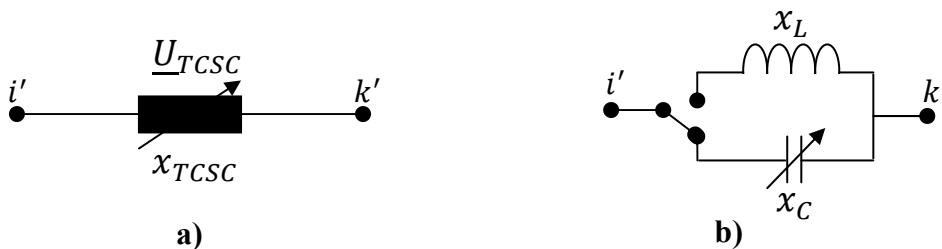


Figure III.9 Modélisation du TCSC : a) modèle général, b) modèle.

La réactance effective x_{eff} d'une ligne est donnée par :

$$x_{eff} = (1 - k_{TCSC}) x_{ligne} \quad (3.14)$$

On k_{TCSC} est le degré de compensateur exprimé par :

$$k_{TCSC} = \frac{x_{TCSC}}{x_{ligne}} \quad (3.15)$$

Les degrés de compensation maximale sont de 80% en mode capacitif et 20% en mode inductif [5].

$$-0.8 \leq k_{TCSC} \leq 0.2 \quad (3.16)$$

La tension insérée par le compensateur est donnée par

$$\underline{U}_{TCSC} = jx_{TCSC} \underline{I} \quad (3.17)$$

Et la puissance réactive :

$$Q_{TCSC} = \frac{U_{TCSC}^2}{x_{TCSC}} \quad (3.18)$$

III.3.3.1 Intégration du TCSC dans le système

Lorsqu'un TCSC est placé dans une ligne reliant les nœuds « i » et « k », il est directement intégré dans le schéma en π de la ligne selon le modèle de la figure (III.11).

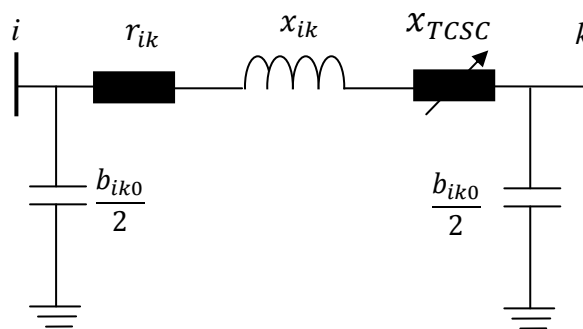


Figure III.10 TCSC inséré dans une ligne.

La matrice d'admittance de la ligne est modifiée de la manière suivante :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \underline{Y}'_{ik} + \frac{\underline{Y}_{ik0}}{2} & -\underline{Y}'_{ik} \\ -\underline{Y}'_{ki} & \underline{Y}'_{ik} + \frac{\underline{Y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.19)$$

Pour :

$$\underline{Y}'_{ik} = \frac{1}{r_{ik} + j(x_{ik} + x_{TCSC})} \quad (3.20)$$

III.3.4 Modèle contrôleur de transit de puissance unifié UPFC

Le contrôleur de transit de puissance unifié permet de contrôler simultanément la tension au nœud ainsi que le transit de puissance active. En régime permanent, il peut être représenté par une source de courant en parallèle et une source de tension en série avec la ligne. Dans le cadre de ce travail, l'UPFC est modélisé par la combinaison d'un SVC et d'un transformateur idéal à rapport de transformation complexe. Ce transformateur permet de contrôler simultanément le rapport de transformation et le déphasage. Les paramètres de l'UPFC sont donc :

- La puissance réactive Q injectée ou absorbée par la branche en parallèle.
- La tension complexe \underline{U}_s insérée en série

Le schéma de la figure (III.11) illustre le modèle et la représentation utilisée pour l'UPFC. La puissance réactive peut prendre un nombre discret de valeur comprise dans l'intervalle

$$-Q_{p \max} \leq Q_p \leq Q_{p \max} \quad (3.21)$$

Où $Q_{p \max}$ correspond à la puissance réactive maximale prouvent être absorbée ou fournie. Comme le cas du SVC, les valeurs des puissances réactives correspondent à une tension nominale 1p.u.

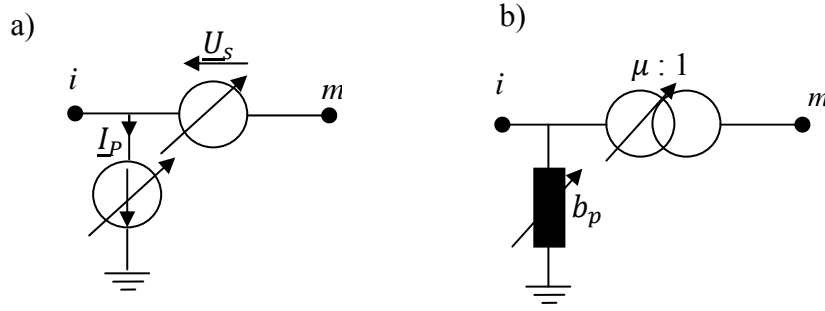


Figure III.11 Modélisation de l'UPFC : a) modèle, b) représentation.

La tension complexe insérée en série dans la ligne est contrôlable en module et en phase.

Son amplitude est exprimée comme une fraction k_s de la tension au nœud U_i . Le déphasage entre les tensions U_i et U_s est repéré par l'angle θ .

$$U_s = k_s U_i e^{j\theta} \tag{3.22}$$

Où k_s peut varier de manière discrète dans l'intervalle :

$$0 \leq k_s \leq k_{s \max} \tag{3.23}$$

L'angle θ peut prendre des valeurs comprises dans les quatre quadrants :

$$-180^\circ \leq \theta \leq 180^\circ \tag{3.24}$$

Où $\theta = 0^\circ$ lorsque les tensions U_i et U_s sont en phase. La tension effective \underline{U}_m à la sortie de l'UPFC vaut :

$$U_m = U_i + U_s = U_i (1 + k_s e^{j\theta}) \tag{3.25}$$

Exprimés sous forme du rapport de transformation μ est du déphasage α correspondant à ceux d'un transformateur idéal, les paramètres de contrôle de l'UPFC deviennent :

$$\alpha = \arctan \frac{k_s \sin \theta}{1 + k_s \cos \theta} \tag{3.26}$$

$$\mu = \frac{k_s \sin \alpha}{1 + k_s \cos \theta} \quad (3.27)$$

La figure (III.12) illustre le cas d'un UPFC est inséré dans une ligne reliant un nœud « i » a un nœud « k ». La matrice d'admittance est modifiée de la façon suivant :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \frac{1}{\mu^2} \left(\underline{Y}_{ik} + \frac{\underline{Y}_{ik0}}{2} \right) & -\frac{1}{\mu} \underline{Y}_{ik} \\ -\frac{1}{\mu} \underline{Y}_{ki} & \underline{Y}_{ik} + \frac{\underline{Y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.28)$$

Tout comme dans le cas des transformateurs de réglage, seuls les éléments de la ligne et de la colonne du nœud adjacent à l'UPFC subissent des modifications.

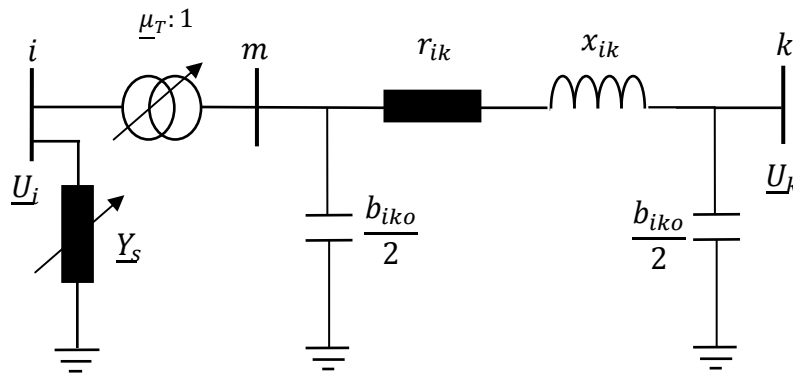


Figure III.12 UPFC inséré dans une ligne « i - k »

Dans le cas d'une ligne munie d'un UPFC et dont la tension est maintenue constante aux deux extrémités, la puissance active transmise peut s'écrire [7,8] :

$$P_{ik} = \frac{U^2}{X} \sin \delta - \frac{UU_{pq}}{X} \cos\left(\frac{\delta}{2} + \theta\right) \quad (3.29)$$

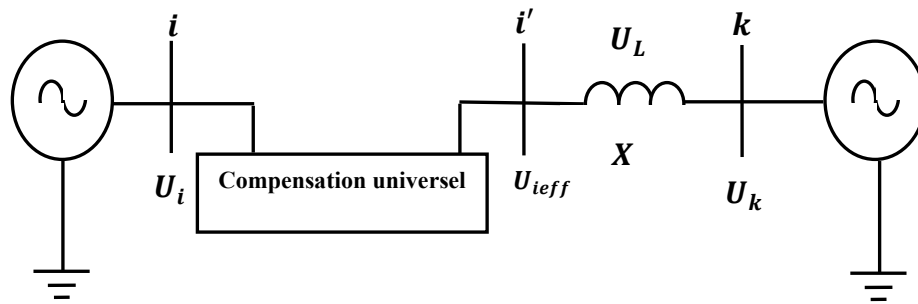


Figure III.13 Compensateur universel dans une ligne reliant deux générateurs

III.4 la stabilité des réseaux électriques

La stabilité d'un réseau électrique est la capacité qui possède ce réseau, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de regagner un état d'opération équilibré, après avoir été soumis à une perturbation physique, de telle sorte que la plupart des variables liées du système demeurent pratiquement intactes.

La stabilité du système électrique doit également survivre nombreuses perturbation à caractère grave, tels qu'un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'un grand générateur. Après une perturbation passagère, si le réseau électrique est stable, il atteint un nouvel état d'équilibre avec pratiquement le système intact.

III.5 Régimes de fonctionnement d'un réseau électrique

A cause des différentes perturbations qui peuvent subir un réseau électrique, l'état de fonctionnement du réseau change. On distingue alors, deux régimes différents :

III.5.1. Régime permanent

Dans ce régime, les valeurs de la fréquence, la tension et l'angle rotorique restent constants pendant un intervalle de temps, c'est-à-dire tous les paramètres sont supposés constants durant la durée de l'observation.

Ce régime se caractérise par [3] :

- Une tension stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 5\%$ de la tension nominale ;
- Une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 0.1\%$ de la fréquence nominale ;
- Une puissance continue sans interruption ;

III.5.2. Régime transitoire

On définit le régime transitoire dans le système électrique comme étant l'évolution des grandeurs électriques entre deux états de fonctionnement permanents consécutifs dans un intervalle de temps relativement court (1ms—1s). Ces variations sont dues à des changements brusques dans le réseau électrique tels que : Les coups de foudre, les courts circuits, l'ouverture et la fermeture d'un disjoncteur...etc. Les perturbations peuvent engendrer des dégâts considérables sur les équipements du système. On distingue deux catégories des phénomènes transitoires [5].

- Des phénomènes transitoires lents qui sont généralement liés à un changement d'état d'un système en fonctionnement et de traduisent par l'évolution des paramètres vers un nouvel état stable.
- Des phénomènes transitoires rapides, qui sont principalement liés à un phénomène perturbateur tel que les coups de foudre.

III.6 Classification de la stabilité

La classification de la stabilité électrique proposée est basée sur les considérations suivantes :

- La nature physique du mode résultant de l'instabilité ;
- La taille de la perturbation qui influe sur la méthode du calcul et la prévision de la stabilité ;
- Les dispositifs du processus et la période qui doivent être pris en comptes afin d'évaluer la stabilité (court terme, long terme) [11].

III.6.1 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, après avoir soumis à une perturbation, pour une condition de fonctionnement initiale donné.

L'instabilité résultante peut se produire sous forme de chute progressive ou élévation de la tension de quelques jeux de barres. Les résultats possibles de l'instabilité de tension sont la perte de la charge dans un secteur, ou déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments, par leurs systèmes de production à des pannes en cascades. La perte de

synchronisme de quelques générateurs peut être provoquée à cause des pannes ou de certaines conditions de fonctionnement [11].

III.6.2. Stabilité de fréquence

C'est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la fréquence dans les limites admissibles, suite à une perturbation grave dans le réseau. Cette perturbation résulte d'un déséquilibre significatif entre la production et la charge. Cette stabilité dépend des capacités de maintenir ou restaurer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale involontaire de la charge.

L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence continue, ou déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence. Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes. Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court terme ou un phénomène à long terme.

III.6.3 Stabilité angulaire

La stabilité angulaire, ou stabilité d'angle rotorique, se rapporte aux capacités des machines synchrones d'un réseau électrique interconnecté à rester dans le synchronisme après avoir été soumise à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir ou restaurer l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique de chaque machine synchrone. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation d'oscillation angulaire de quelques générateurs menant à leur perte du synchronisme avec d'autres générateurs.

III.6.3.1 stabilité en régime statique

Elle consiste en l'étude du comportement du réseau électrique soumis à de petites perturbations. Dans ce cas, le système électrique revient à son point de fonctionnement initial ceci avec d'éventuelles oscillatoire amorties jusqu'au retour à l'équilibre [12]

Un réseau électrique est donc dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisine de l'état d'origine. Le système peut être donc modélisé par des équations linéaires.

III.6.3.2 stabilité en régime dynamique

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les réseaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas nous pouvons utiliser des modèles linéaires afin de simuler le réseau. Les principaux éléments tels que les machines synchrones, les excitatrices, les systèmes de régulation de vitesse, la turbine et le PSS (*Power System Stabilizer*) dont les dynamiques ne sont pas négligeables seront pris en compte dans ces modèles.

III.6.3.3 stabilité en régime transitoire

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

- les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines ;
- la Perte d'ouvrages ;
- la Perte de groupes de production, ...etc.

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

- du type de perturbation,
- de la durée de perturbation,
- du lieu de perturbation,
- de la performance des systèmes de protection (relais, ré enclenchement),
- du point de fonctionnement avant défaut [1],

III.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu la modélisation des éléments du réseau et différents types de dispositifs FACTS : série, parallèle et hybride, et le principe de fonctionnement de chacun. Ces modèles permettent la compréhension de l'impact des dispositifs FACTS sur le réseau électrique, en plus ces modèles peuvent être facilement utilisés et implantés dans les programmes d'analyse des réseaux électriques classiques sans difficultés tels que l'écoulement de puissance et la stabilité angulaire.

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre nous présentons les différents résultats de la simulation de réseau électrique, et nous calculons le temps critique (CCT) lors d'un court-circuit triphasé sans et avec des dispositifs FACTS, et nous montrons la possibilité d'améliorer la stabilité transitoire d'un réseau électrique. Les résultats des simulations sont réalisés par le logiciel **PSAT** (Power, System, Analysis, Toolbox), version : 1.3.4.

IV.2 Réseau test

Nous prenons dans ce chapitre comme exemple d'application, un réseau de test IEEE de neuf jeux de barres, trois centrales électriques et trois charges électriques.

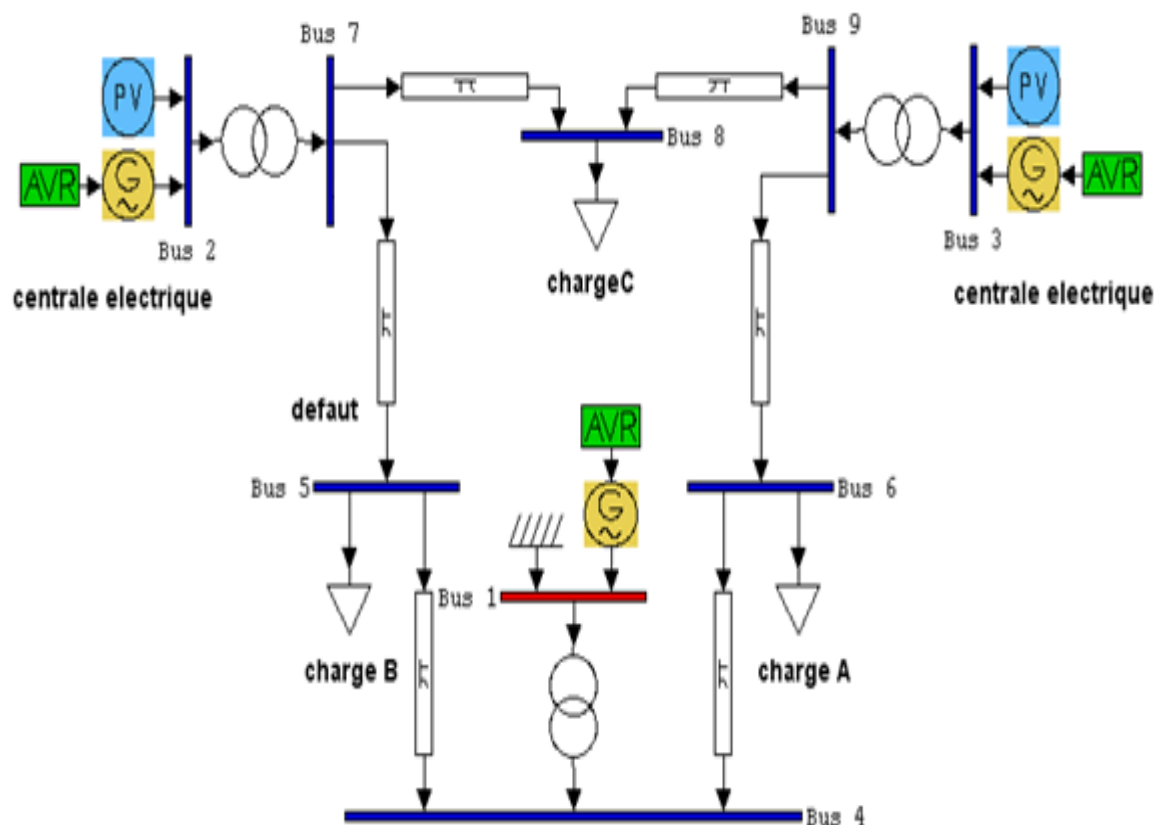


Figure IV.1 Structure du réseau test.

Les caractéristiques du réseau test sont données par les tableaux suivants:

machine	G1	G2	G3
Sn(MVA)	247.5	192.0	128.0
U(kV)	16.5	18	13.8
Facteur de puissance	1.0	0.85	0.85
ω (tr/min)	180	3600	3600
X_d	0.25	1.50	1.3125
X'_d	0.0608	0.1198	0.1813
X_q	0.0969	0.8645	1.2578
X'_q	0.0969	0.1969	0.2500
T'do	8.96	6.00	5.89
T'qo	0.00	0.535	0.600

Tableau 4.1 Caractéristiques des machines

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

Tableau 4.2 Caractéristiques des lignes

machine	G1	G2	G3
Tc(s)	0.2	0.3	0.25
Ts(s)	0.02	0.02	0.02
R	0.04	0.04	0.04
Tmax	1.5	1.65	1

Tableau 4.3 Caractéristiques des régulateurs de vitesse

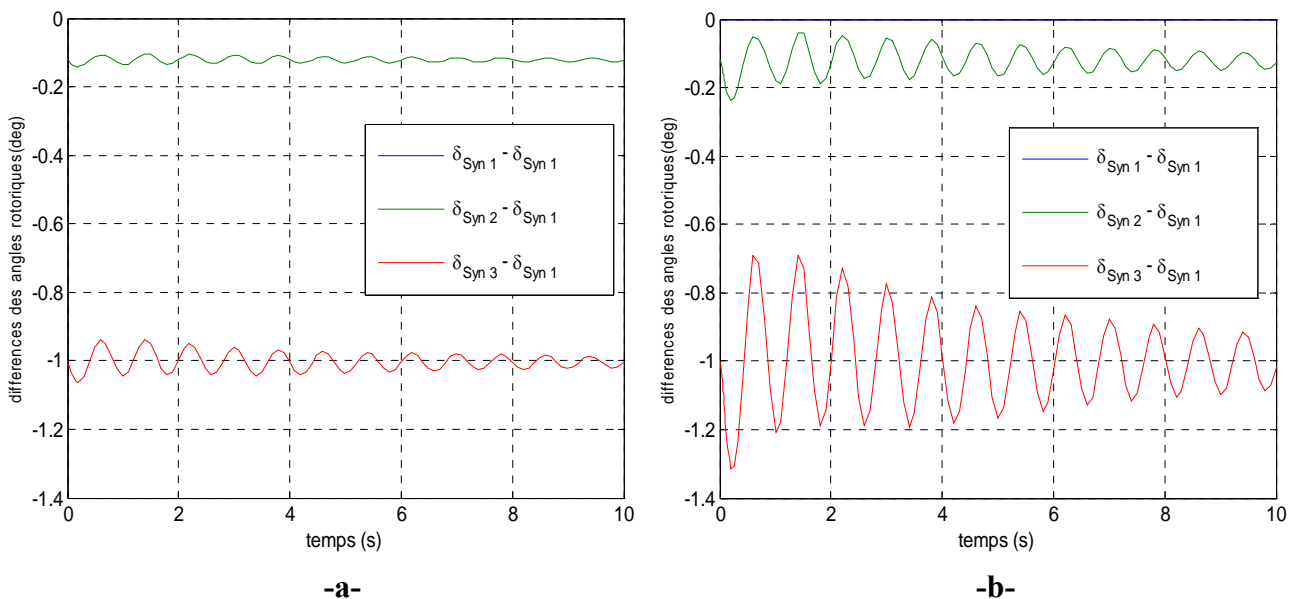
IV.3 critère de la stabilité

La stabilité transitoire du système est appréciée par l'évaluation des angles rotoriques relatives au générateur de référence, durant et après le défaut et vérifie si le système évolue vers la stabilité ou l'instabilité. Si les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, le système est considéré stable. Dans le cas contraire, le système est instable. Le temps limite pour lequel le système est stable est appelé le CCT

$$\delta_{21} = \delta_2 - \delta_1 \tag{4.1}$$

$$\delta_{31} = \delta_3 - \delta_1 \tag{4.2}$$

La valeur optimale du CCT, est déterminée par essais et erreurs. Pour cela plusieurs valeurs de la durée défaut Td sont préalablement choisies et testées consécutivement jusqu'à ce que le système devienne instable. Ce temps correspond au CCT [2].



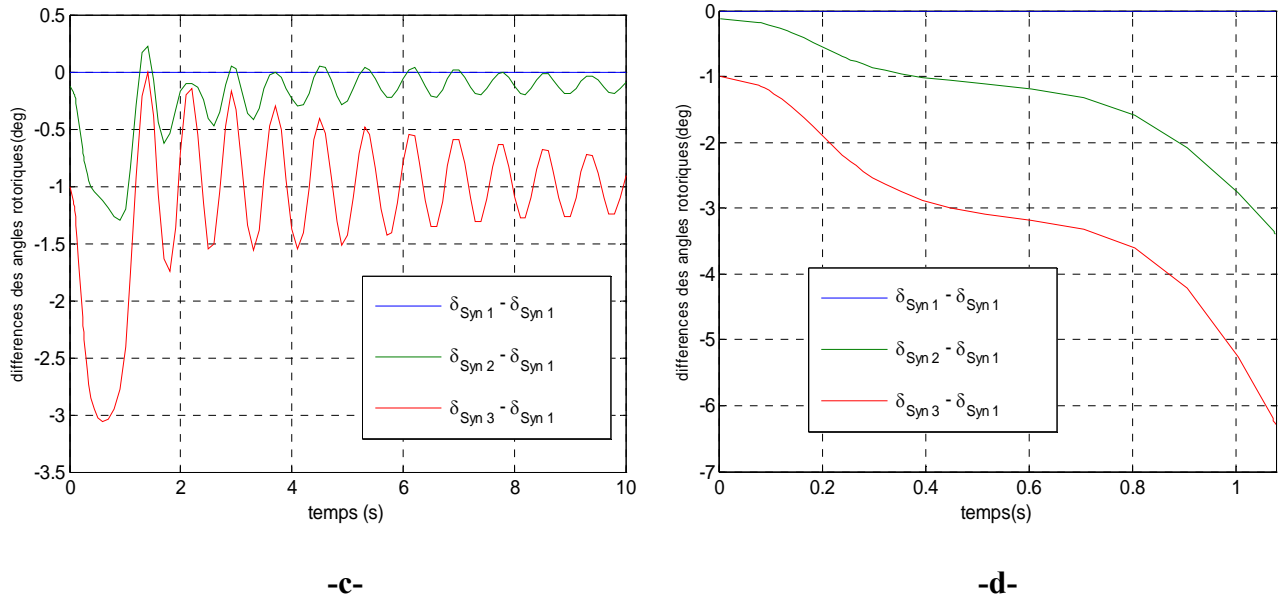


Figure IV.2 principe de calcul du CCT

Evolution des angles rotoriques relatifs en cas de court circuit triphasé sur le JB N°7 pour différentes durées de défaut

a-Td=0.01s sans compensation, b-Td=0.05s sans compensation,

c-Td=0.179s sans compensation, d-Td=0.18s sans compensation.

IV.4 Simulation

IV.4.1 Outil de simulation

L’outil de simulation qu’on va utiliser dans ce travail est un logiciel appelé le **PSAT** (**P**ower **S**ystem **A**nalysis **T**oolbox), est un moyen de simulation spécialisé dans les systèmes électro-énergétique. PSAT est une boîte à outils (Toolbox) sous MATLAB pour l’analyse statique et dynamique et le contrôle des systèmes électro-énergétique.

Le PSAT inclut:

- L’écoulement de puissance basé sur les méthodes numériques (Gauss-Seidel, Newton Raphson) ;
- L’écoulement de puissance ordinaires;
- L’écoulement de puissance optimal;

La figure. (IV.2) représente l'interface du logiciel

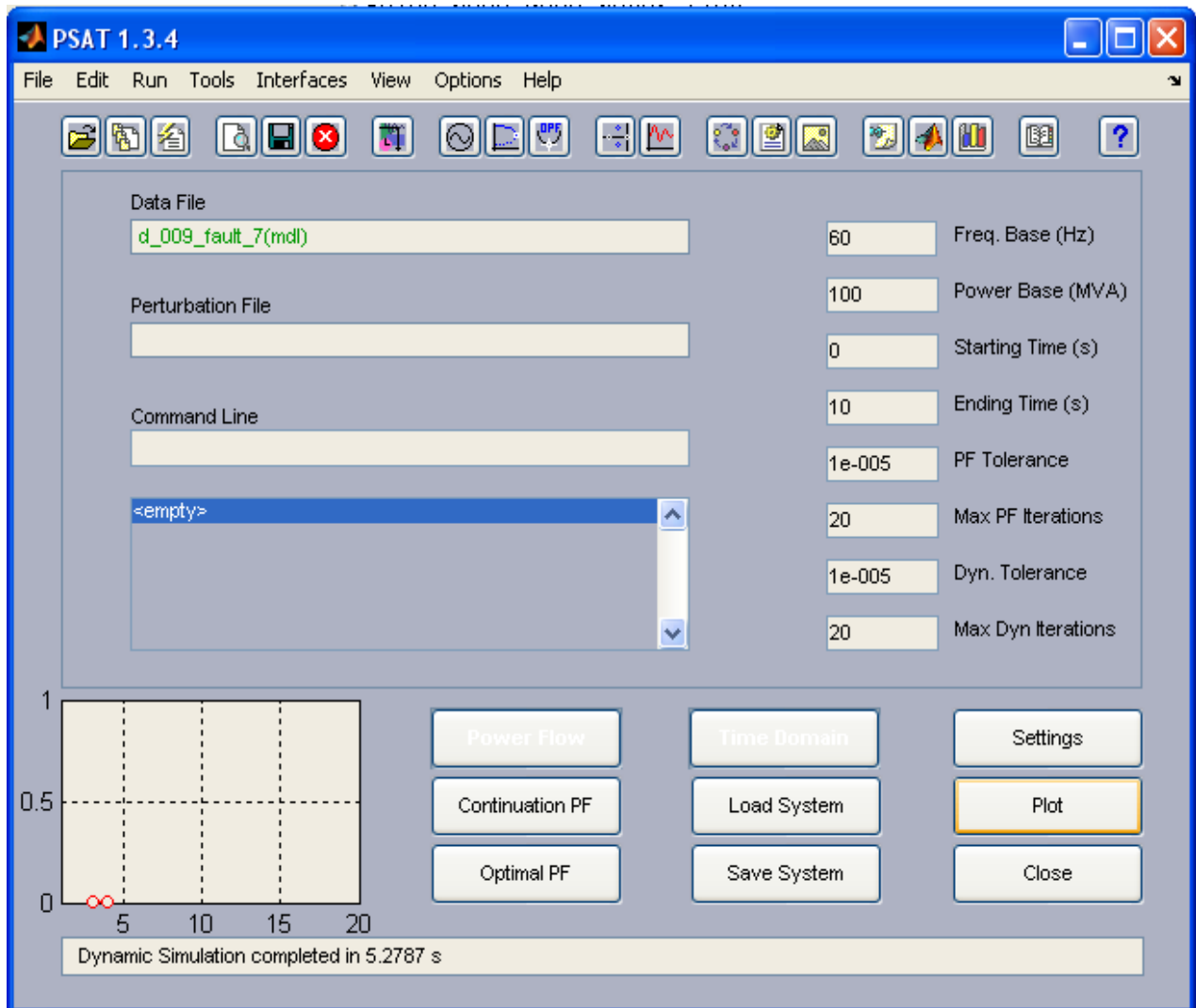


Figure IV.3 interface de PSAT.

IV.4.2 Etude de la stabilité lors d'un défaut de court circuit triphasé

Dans cette simulation on applique un défaut de court circuit triphasé à la terre au niveau de chaque jeu de barres, le temps critiques d'élimination de défaut est déterminé par plusieurs simulations numériques en augmentant chaque fois la durée d'application du défaut (T_d) par un pas de 1ms.

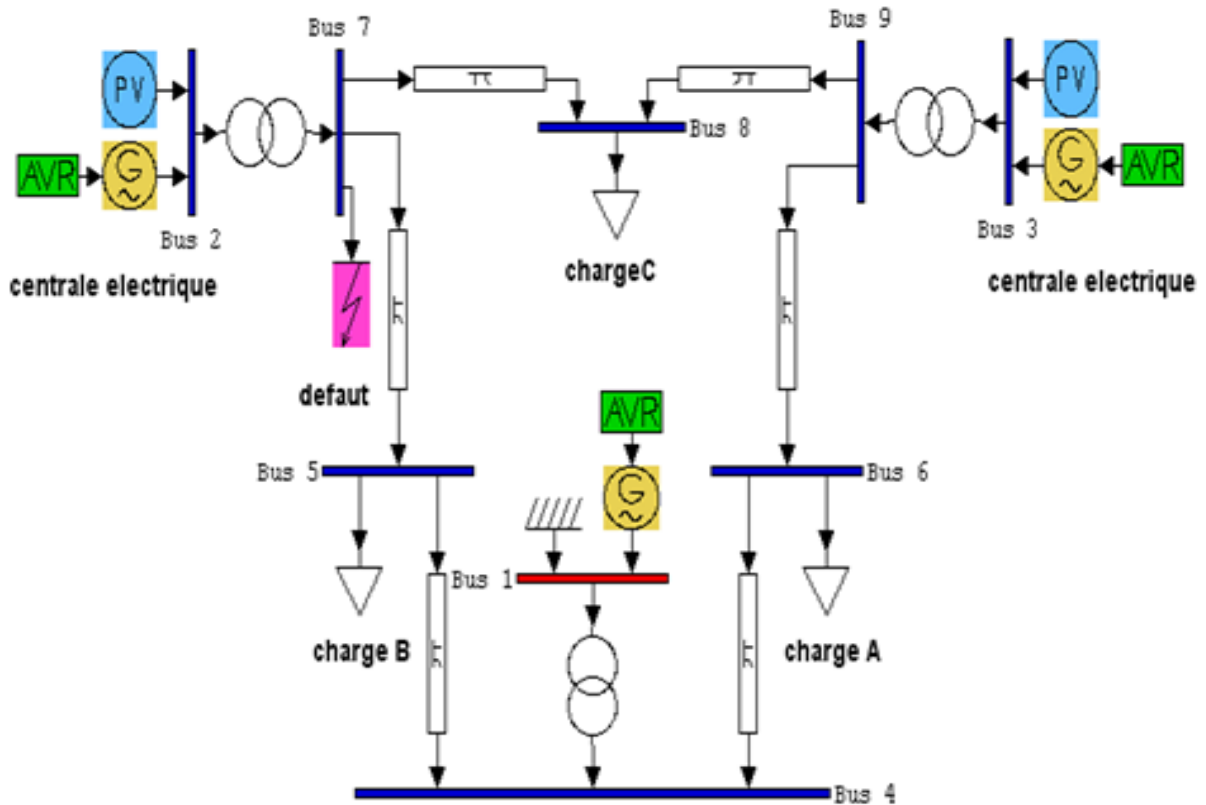


Figure. IV.4 réseau test avec défaut

IV. 4.3 Calcul du CCT lors d'un défaut de court-circuit triphasé

Dans cette partie on applique un défaut de court-circuit triphasé sur l'un des jeux de barres N°1, Après on calcul le temps critiques CCT, On refait le même travail pour les autre jeux de barres. Les résultats du simulation sont donnés dans le tableau (4.1):

JB de Défaut	·1	·2	·3	04	·5	·6	·7	·8	·9
Les temps critiques(s)	0.253	·.171	·.210	0.237	0.287	0.313	0.179	0.240	0.206

Tableau 4.4 : CCT lors d'un défaut de court circuit triphasé sur les différents JB.

On remarque que le CCT varie selon l'endroit de défaut et le minimum de CCT dans le jeu de barres N°2(CCT=0.171s). Ce jeu de barres est le point plus faible du réseau, il faut améliorer la stabilité dans ce jeu de barres.

IV.5 Simulation du réseau avec l'insertion des dispositifs FACTS

IV.5.1 Simulation du réseau avec l'insertion du SVC

Afin de renforcer la stabilité des réseaux électriques par les dispositifs FACTS, nous avons inséré un SVC sur les différents jeux de barres pour déterminé le CCT.

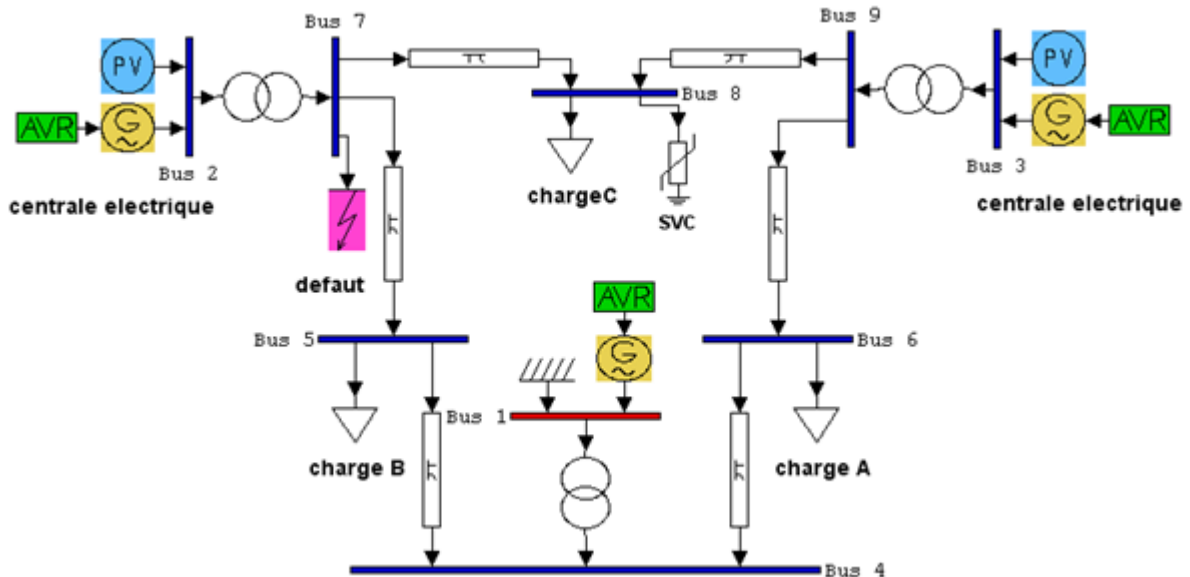


Figure. IV.5 réseau test avec compensateur SVC.

Les différents résultats sont donnés le tableau suivant :

Jeu de barre de Défaut	Les temps critiques CCT (s)									
	CCT sans SVC(s)	SVC inséré en JB1	SVC inséré en JB2	SVC inséré en JB3	SVC inséré en JB4	SVC inséré en JB5	SVC inséré en JB6	SVC inséré en JB7	SVC inséré en JB8	SVC inséré en JB9
1	0.253	0.258	0.275	0.272	0.262	0.267	0.267	0.279	0.280	0.277
2	0.171	0.173	0.188	0.179	0.178	0.179	0.176	0.188	0.186	0.182
3	0.210	0.213	0.220	0.224	0.215	0.216	0.218	0.222	0.223	0.224
4	0.237	0.242	0.257	0.255	0.245	0.249	0.248	0.259	0.261	0.258
5	0.287	0.293	0.316	0.311	0.297	0.298	0.304	0.318	0.320	0.317
6	0.313	0.321	0.347	0.342	0.320	0.326	0.325	0.303	0.304	0.346
7	0.179	0.171	0.195	0.190	0.184	0.187	0.185	0.195	0.189	0.192
8	0.240	0.245	0.260	0.258	0.250	0.255	0.253	0.263	0.259	0.259
9	0.206	0.209	0.220	0.220	0.212	0.215	0.215	0.221	0.221	0.220

Tableau 4.5 CCT lors d'un défaut de court circuit triphasé avec SVC.

A partir des résultats obtenus dans le tableau ci-dessus, on remarque une amélioration de CCT dans tous les jeux de barre et le meilleur emplacement de compensateur SVC se trouve au jeu de barre N°8 où le CCT est le plus élevé par rapport aux autres cas.

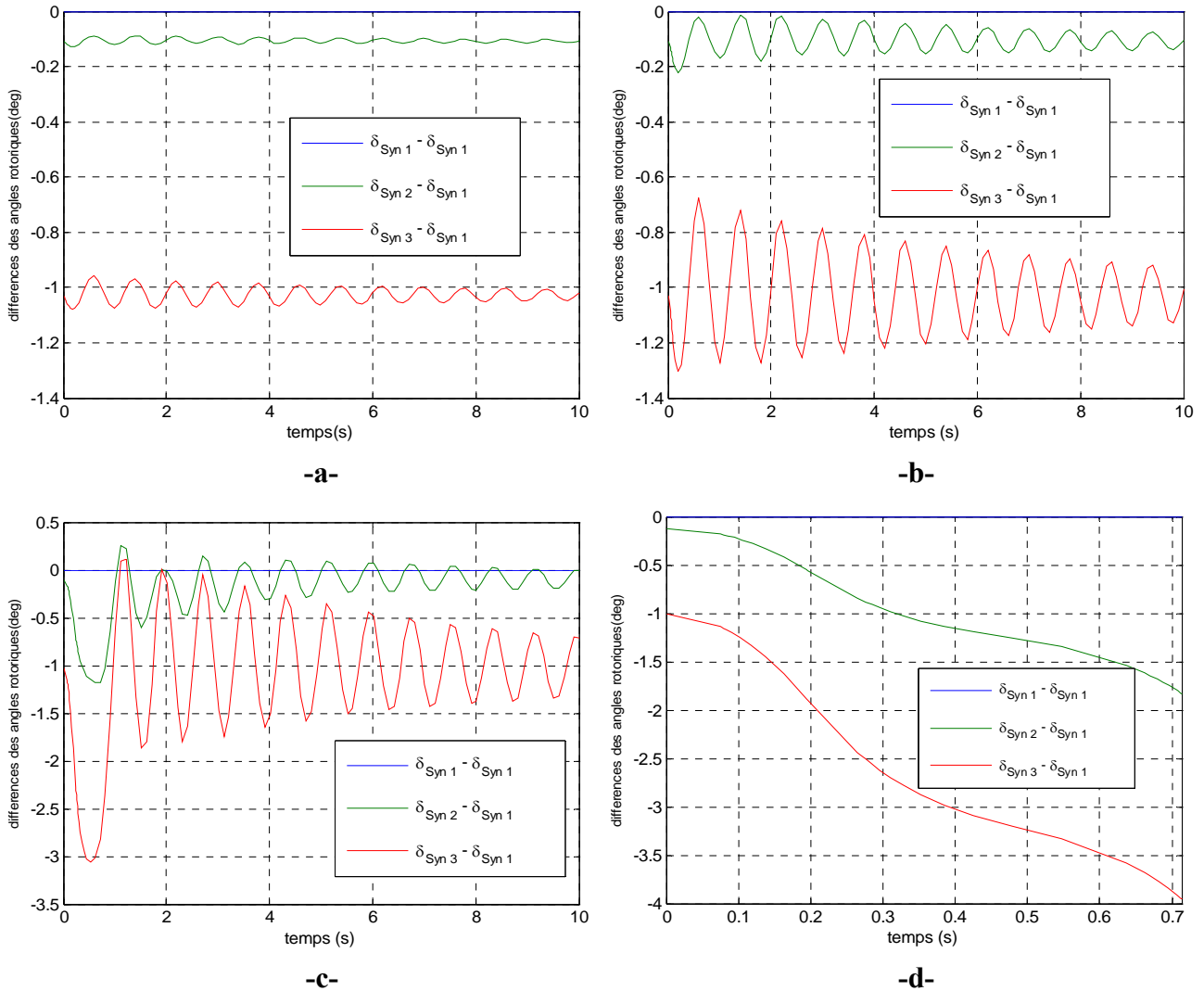


Figure. IV.6 évolution des angles rotoriques relatifs en cas de court circuit triphasé sur la JB N°7 pour différentes durées de défaut avec compensation SVC (JB N°8).

a-Td=0.01s avec compensation, b-Td=0.05s avec compensation,

c-Td=0.189s avec compensation, d-Td=0.19s avec compensation.

IV.5.2 Simulation du réseau test avec TCSC

Dans cette partie nous présentons l'effet de compensateur TCSC sur la stabilité, pour cela on insère un TCSC dont le degré de compensation (k_{TCSC}) varient entre : 0 – 80 %.

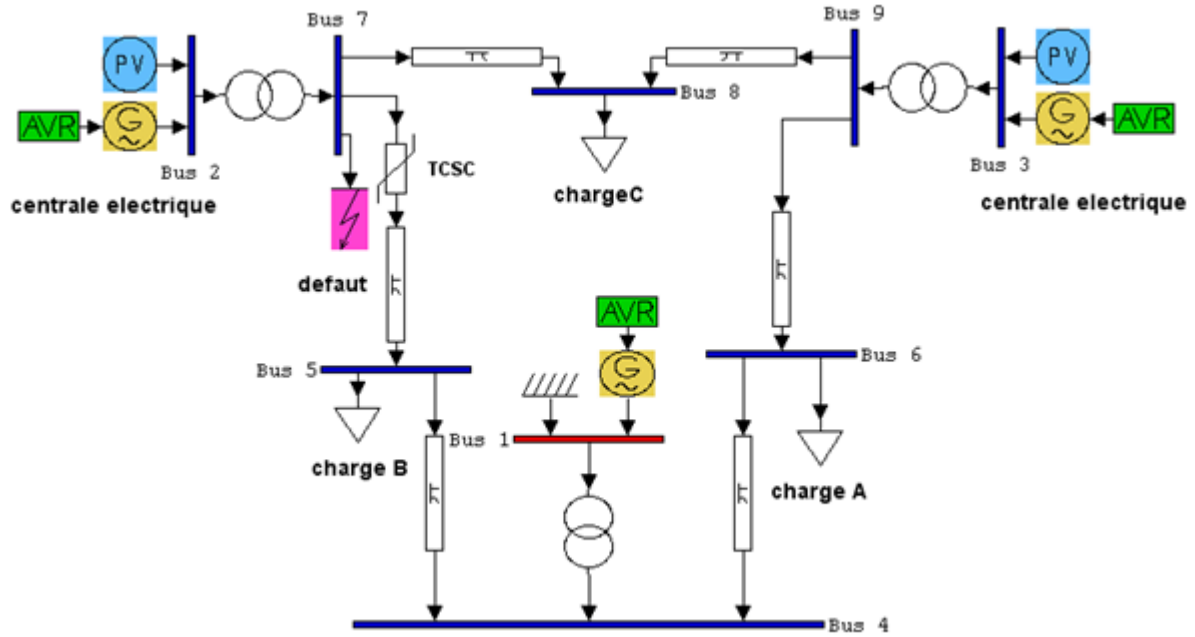


Figure IV.7 réseau avec compensateur TCSC

Les résultats de simulation sont donnés par le tableau suivant :

X_{eff}/X_{ligne}	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0
Degré de compensation k en%	80	70	60	50	40	30	20	00
CCT Sans compensation(s)	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179
CCT(s) avec l'insertion de TCSC dans la ligne 5-7 et avec défaut (JB7)	0.195	0.193	0.191	0.189	0.187	0.185	0.183	0.179
CCT(s) avec l'insertion de TCSC dans la ligne 8-9 et avec défaut (JB7)	0.177	0.177	0.178	0.178	0.178	0.178	0.179	0.179
CCT(s) avec l'insertion de TCSC dans la ligne 4-6 et avec défaut (JB7)	0.178	0.178	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179	0.179
CCT(s) avec l'insertion de TCSC dans la ligne 6-9 et avec défaut (JB7)	0.186	0.185	0.185	0.184	0.183	0.182	0.181	0.179
CCT(s) avec l'insertion de TCSC dans la ligne 4-5 et avec défaut (JB7)	0.175	0.176	0.176	0.177	0.177	0.178	0.187	0.179s

Tableau 4.6 CCT lors d'un défaut de court circuit triphasé sans et avec compensation (TCSC).

Les résultats de simulations ont montrés que le TCSC amélioré la stabilité et augmente le CCT dans certain cas, donc une étude bien élaborée donne un emplacement optimale.

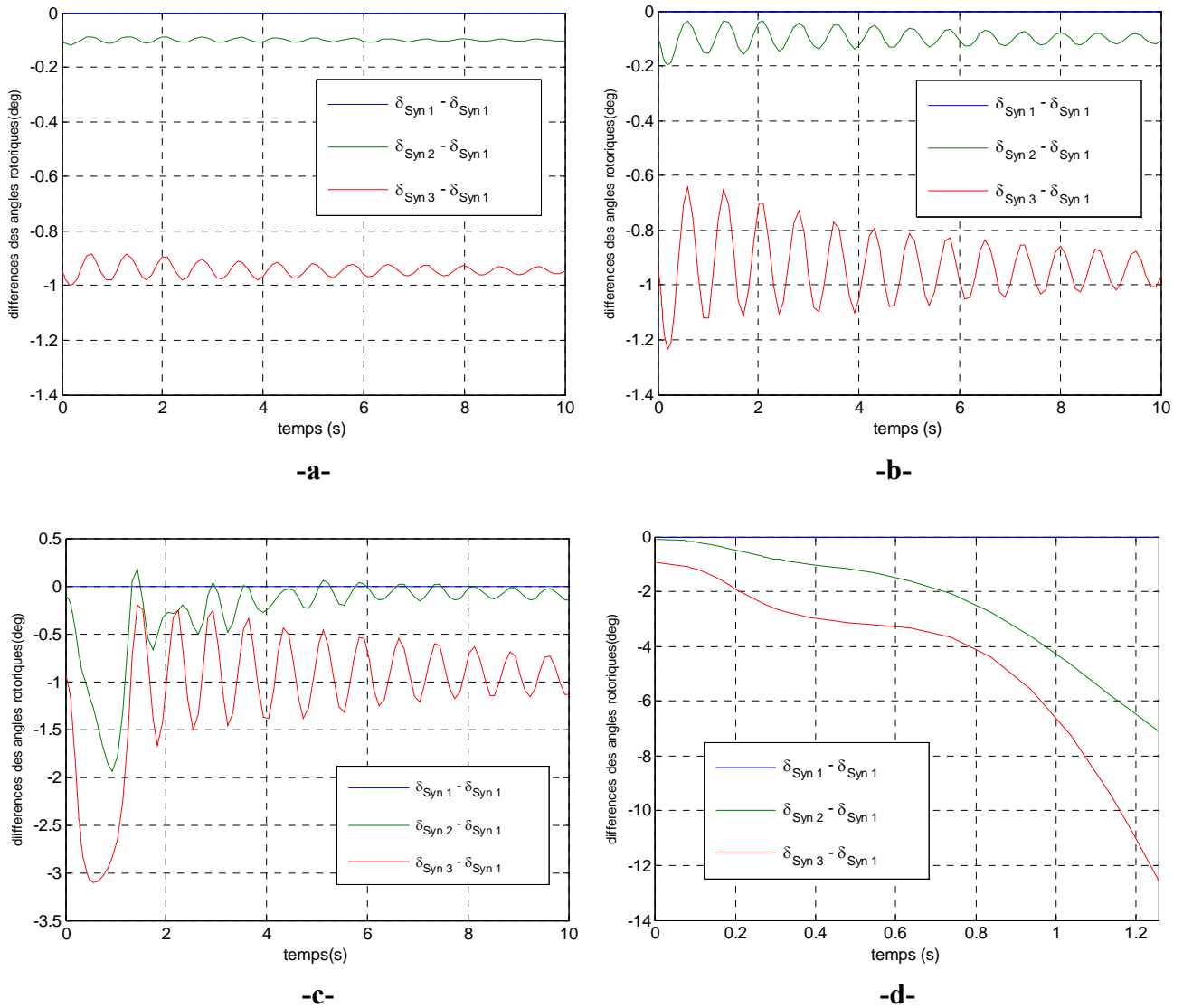


Figure. IV.8 évolution des angles rotoriques relatifs en cas de court circuit triphasé sur la JB N°7 pour différentes durées de défaut avec compensation TCSC dan la ligne (5-7).

a-Td=0.01s avec compensation, b-Td=0.05s avec compensation,

c-Td=0.195s avec compensation, d-Td=0.196s avec compensation.

IV.5.3 Simulation du réseau avec STATCOM

Afin de renforcer la stabilité des réseaux électriques par les dispositifs FACTS, nous avons inséré un STATCOM sur les différents jeux de barres.

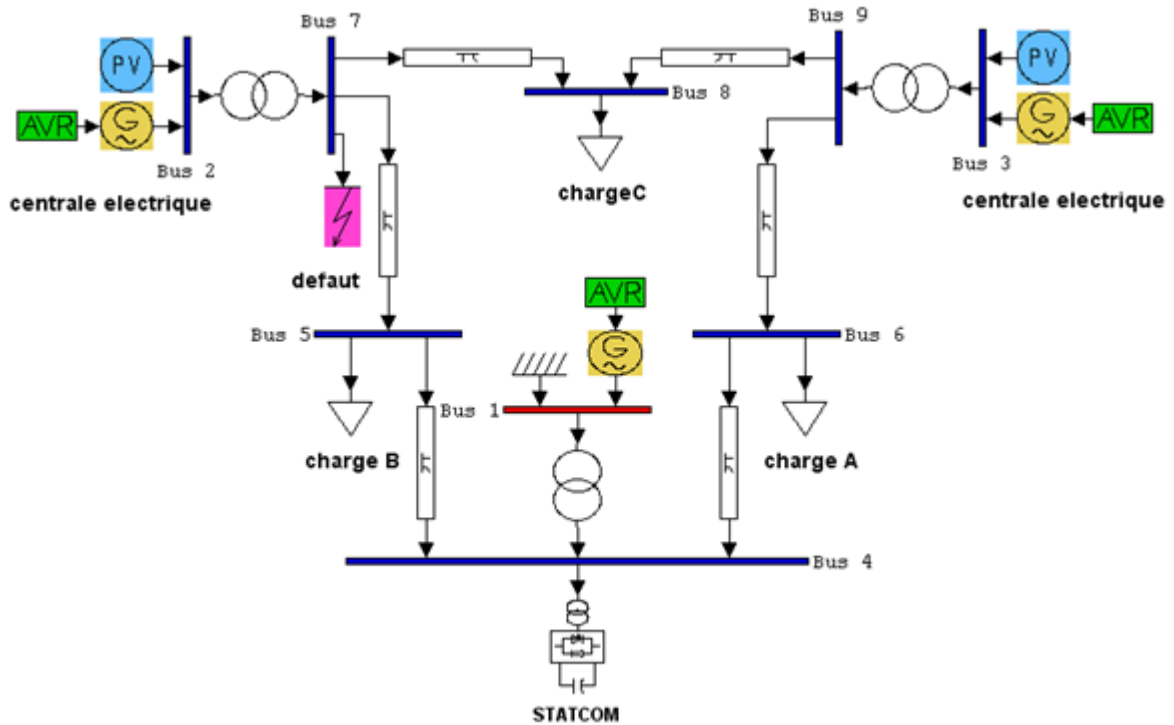


Figure. IV.9 réseau avec compensateur STATCOM.

Les différents résultats sont donnés au tableau suivant :

JB de Défaut	CCT(s) sans compensation	STATCOM inséré en JB4	STATCOM inséré en JB5	STATCOM inséré en JB6	STATCOM inséré en JB7	STATCOM inséré en JB8	STATCOM inséré en JB9
01	0.253	-----	0.329	0.337	1.125	2.002	0.898
02	0.1V1	-----	-----	0.166	0.155	0.175	0.176
03	0.210	0.198	0.199	0.202	0.213	0.184	0.174
04	0.237	-----	-----	-----	1.243	0.863	2.325
05	0.287	-----	-----	-----	-----	-----	-----
06	0.313	-----	-----	-----	-----	-----	-----
07	0.179	0.151	0.151	0.157	-----	-----	0.173
08	0.240	-----	-----	-----	0.286	-----	0.228
09	0.206	0.179	0.200	0.167	0.209	0.144	-----

Tableau 4.7 CCT lors d'un défaut de court circuit triphasé sans et avec compensation STATCOM.

Les résultats de simulations ont montrés que le STATCOM amélioré la stabilité et augmente le CCT dans certain cas donnés dans le tableau.

Dans le cas de l'insertion du compensateur statique (STATCOM) dans certain jeux de barres, le simulateur PSAT ne donne aucun résultat, à cause de la limite de ce logiciel.

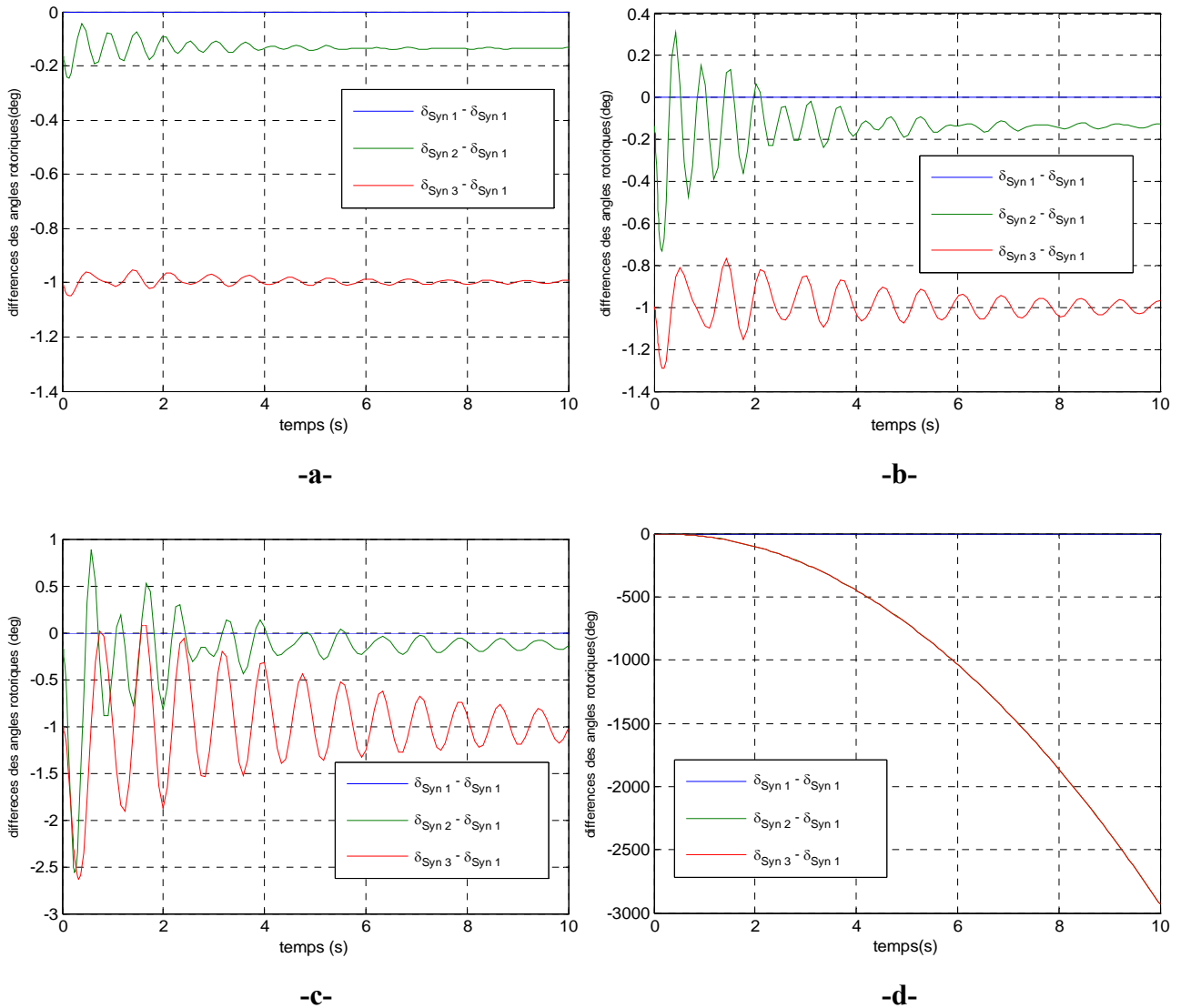


Figure. IV.10 évolution des angles rotoriques relatifs en cas de court circuit triphasé sur la JB N°7 pour différentes durées de défaut avec compensation STATCOM (JB N°4)

a- $T_d=0.01s$ avec compensation, b- $T_d=0.05s$ avec compensation,

c- $T_d=0.151s$ avec compensation, d- $T_d=0.152s$ avec compensation

IV.5.4 Contrôle da tension en présence des dispositifs FACTS

Afin de contrôler la tension par les dispositifs FACTS, nous avons étudié les tensions des différents des jeux de barres lors de l’insertion de compensateur SVC.

Les résultats de simulations sont donnés par le tableau suivant :

Les JB	Les tensions (p u)	Réseau sans compensation	Réseau avec SVC								
			1	2	3	4	5	6	7	8	9
01	V1	1.04	1.0411	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
02	V2	1.020	1.0251	1.0205	1.0249	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
03	V3	1.020	1.0201	1.0201	1.0241	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
04	V4	1.0208	1.0267	1.0209	1.0206	1.0208	1.020	1.0208	1.0208	1.0208	1.0208
05	V5	0.99063	0.9963	0.9908	0.9904	0.9906	0.990	0.9906	0.9906	0.9906	0.9906
06	V6	1.0127	1.0134	1.0128	1.0123	1.0127	1.012	1.0127	1.0127	1.0127	1.0127
07	V7	1.0208	1.0226	1.0262	1.0255	1.0208	1.020	1.0208	1.0208	1.0208	1.0208
08	V8	1.0159	1.0162	1.0162	1.0162	1.0159	1.0159	1.0159	1.0159	1.0159	1.0159
09	V9	1.0324	1.0324	1.0325	1.0325	1.0324	1.0324	1.0324	1.0324	1.0324	1.0324

Tableau 4.8 Contrôle de tension sans et avec compensateur SVC.

A partir des résultats obtenus dans le tableau ci-dessus, on remarque une amélioration de tension au niveau des jeux de barres des générateurs est faisable en fonction de l’emplacement de SVC.

IV.6 Conclusion

D’après les différentes simulations effectués et les résultats obtenus, on remarque l’efficacité des dispositifs FACTS sur la stabilité des réseaux électriques.

Notre étude a montrée que l’installation des dispositifs FACTS n’est pas efficace qu’apprêt une étude bien élaborée pour chaque cas.

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de régulation et de production, les systèmes électroénergétiques sont souvent soumis à des perturbations qui peuvent engendrer des dégâts graves. Ces perturbations ont montré les limites de stabilité et de transit des systèmes existants, les compagnies d'électricité sont contraintes d'exploiter le système au plus près de ses limites thermiques et dynamiques, l'appel de puissance continu à croître, Le coût élevé de la construction de nouvelles ligne, les difficultés de l'obtention des droits de passage, le protocole de Kyoto de 1997 vis avis la construction de centrales. Pour ces raisons, les gestionnaires des réseaux de transport cherchent à augmenter la puissance que peuvent transporter les lignes existantes et améliorer les marges de stabilité. Aujourd'hui on envisage l'emploi des lignes actives capables de réagir instantanément afin de confronter les perturbations sans déstabiliser le réseau, cette réaction rapide est rendue possible grâce à l'évolution de l'électronique de puissance.

Dans ce mémoire, nous avons montré l'efficacité des dispositifs SVC, TCSC, STATCOM pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques, Le choix des contrôleurs particuliers, dépend des conditions d'application et de l'exécution désirées. L'efficacité du SVC et TCSC est mesurée par l'augmentation du CCT, néant moins l'emplacement doit être bien optimise en tenant compte des contraintes et des critères liées à chaque dispositif. Bien que l'amélioration et le renforcement du système électrique par des nouvelles stratégies de protection et de commande étaient la solution dans plusieurs cas, alors les incidents et les perturbations enregistrés sur les grands réseaux ont montré les limites de stabilité et de transit des systèmes existants, l'augmentation des capacités de transit par l'ajout de lignes aériennes a toujours été le premier remède au manque de capacité de transport. Or cette solution n'est plus faisable aujourd'hui.

Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elle peut contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voir en améliorant la stabilité des réseaux:

La validité des modèles proposés a été testée sur un réseau standard IEEE de 09 jeux de barres et 03 générateurs. Les résultats obtenus ont montré :

- L'intérêt de l'élimination rapide du défaut et le principe de calcul des temps critiques.
- L'efficacité des dispositifs SVC, TCSC, STATCOM pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques
- L'emplacement optimal des FACTS

- Les schémas d'exploitations et les stratégies de protection doivent répondre aux exigences de la stabilité
- Une régulation bien adaptée améliore les performances du système et elle permet d'élargir la marge de stabilité

Les travaux présentés dans ce mémoire permettent de répondre à un certain nombre de questions, mais laisse d'autres points en suspend. Il serait intéressant de compléter les travaux en tenant compte des points suivants :

- Etude de la stabilité dont le réseau est transformé en un réseau équivalent constitué de plusieurs sous réseau.
- Généraliser l'étude de stabilité pour d'autres défauts et notamment les défauts monophasés.
- Prendre en considération l'impédance du défaut.
- Utiliser autre modèle tel que l'UPFC, IPFC,....



Bibliographie

- [1] Eskandar Gholipour Shahraki, « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003.
- [2] Sabir Messalti, « Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par FACTS-TCSC », ICEE09-Alger.
- [3] Theodore Wildi, « électrotechnique », 3^{ème} édition, Québec, canada ; 1978.
- [4] Emmanuelle Catz « Evolution technique des systèmes de transport et de distribution d'électricité », Supélec 1999, France.
- [5] Marc Stuble « Outils de simulation dynamique des réseaux électriques », Technique de l'ingénieur, D4120DOC.
- [6] Xiao-Ping Zhang, Christian Rehtanz, Bikash Pal, « Flexible AC Transmission Systems Modelling and Control », spriger-verlage Berlin 2006.
- [7] Boudjella Houari, « Contrôles des puissances réactives et des tensions dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS (SVC) », thèse de magister, département électrotechnique, Université de Sidi Bel-Abbes, 23janvier 2008.
- [8] Stéphane Gerbex, « Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique », thèse de doctorat, Université de Lausanne, EPLF.2003.
- [9] Leonard L. Grigsby, « Electric Power Engineering Handbook » Second Edition, 2006
- [10] G.Walid et K.Khaled, « Écoulement de puissance optimal, la technique de programmation linéaire. Thèse d'ingénieur », mémoire d'ingénieur, département électrotechnique, Université Ferhat Abbas Sétif 2007.
- [11] Daiboun Sahel Salah Sabry, « Renforcement de stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS (UPFC) », thèse de magister, Université 20 Aout 1955 Skikda 09-2005.
- [12] Bekki Brahim, « Contribution du SMES, Dispositif FACTS, à la Stabilisation d'un Réseau Electrique Haute Tension », thèse de magister, école nationale polytechnique Alger, 20/09/2006

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR D'ETAT EN EN ELECTROTECHENIQUE

OPTION : COMMANDE ELECTRIQUE

Proposé et dirigé par : Mr .M.SABIR

Etudié par : H.LAMARA et F.OUAIL

THEME :

**AMELIORATION DES RESEAUX ELECTRIQUES PAR LES DISPOSITIF FACTS
LORE D'UN DEFAUT**

RESUME :

L'utilisation d'un réseau électrique au plus près des limites peut entrainer son instabilité en cas de perturbation. L'amortissement du système peut être obtenu par des moyens classiques de régulation de tension et de la vitesse mais aussi par les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) de plus en plus utilisés dans les réseaux électriques.

Le concept **FACTS** regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer la stabilité et l'exploitation des réseaux électriques. L'intérêt de ces systèmes est 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, voire en améliorant la stabilité des réseaux.

MOTS CLES

FACTS, électronique de puissance, réseau électrique, puissance réactive, compensation, Stabilité transitoire.

Les testes de simulation que nous avons effectués par logiciel **PSAT**.