

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



Mémoire de Fin d'Étude

Présenté à

L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Réseaux électriques

Présenté par

Bouras Yakoub

Thème

Stabilité d'un réseau électrique en présence des
dispositifs FACTS

Soutenu le 05/2016. Devant le jury composé de :

Mr. LABBI YACINE

Maitre de conférences Président

Mr. GACEM ABDELMALEK

Maitre de conférences Rapporteur

Mr. OUSSAMA MAMMERI

Maitre de conférences Examineur

Année Universitaire 2015/2016

Dédicaces

A...

*Ma mère et mon père qui m'ont donné naissance et l'amour ;
ce qui je ne pourrais jamais exprimer leurs sacrifices, leur soutien
moral et physique le long de mes années d'études.*

Mes très chères sœurs.

Mon très chers frères.

Toute ma famille.

Tous mes amis.

Tous ceux que me sont chers

Je dédie ce travail...

Remerciements

Remerciements à Dieu – le tout puissant – qui nous a aidé à réaliser ce modeste travail.

Nous tenons à remercier notre promoteur GACEM ABDELMALEK d'avoir accepté de nous encadrer et de nous suivre durant toute cette période.

Nos remerciements vont aussi au président du jury et aux membres du jury examinateurs qui nous fait l'honneur de participer au jury de ce travail.

Et enfin nous remercions l'ensemble, enseignants et collègues de notre promotion, qui nous ont aidé à réaliser ce modeste

Résumé:

Ce mémoire propose une solution adéquate pour l'optimisation de la puissance réactive et le contrôle de la tension à travers l'incorporation des systèmes flexibles de transmission en courant alternatif « FACTS ». Pour cet objectif on a proposé le dispositif SVC type shunt. Nous avons présenté en détail leur structure et principe de fonctionnement, nous avons aussi développé leurs modèles statique et dynamique. Dans notre travail nous avons discuté le problème de choix optimaux des emplacements optimaux de SVC (taille et site du SVC) avec l'optimisation de fonction objective par l'algorithme génétique. Les résultats de simulation avec MATLAB/SIMULINK ont validé le modèle utilisé et ils ont bien montré que ces compensateurs ont réalisé avec une grande efficacité notre objectif crucial dans l'optimisation la déviation de tension, les pertes actives et l'investissement de coût d'installation du compensateur SVC dans le réseau test étudié.

Mots Clés : FACTS, SVC, MATLAB/SIMULINK, algorithme génétique.

Abstract:

This memory offers an adequate solution for the optimization of the reactive power and the control of the voltage through the incorporation of flexible systems of transmission in alternating current "facts". For this objective it was proposed. For this objective it was suggested the device type SVC shunt. We have presented in details their structure and principle of operation, we have also developed their models Static and Dynamic. In our works we have discussed the problem of optimal choice of optimal emplacements of SVC (size and site of SVC) with the optimization of the objective function by the genetic algorithm. The simulation results with MATLAB/SIMULINK have validated the model used and they have shown that this countervailing duties have realized with a great effectiveness our crucial objective in the optimization the deviation of voltage, the active losses and the investment in the cost of installation of the Compensator SVC in the test network studied.

Key words: FACTS, SVC, MATLAB/SIMULINK, genetic algorithm.

Sommaire

Dédicace.....	i
Remerciements.....	ii
Résumé	iii
Sommaire	iv
Listes des Figures	vii
Listes des Tables	x
Listes des Symboles	x
Introduction Générale	1

Chapitre I

Généralisé Sur La Stabilité Des Réseaux Electriques

I .1. Introduction.....	3
I .2. Historique et Situation Mondial des Systèmes des Puissance.....	3
I .3. Définition et Classification de Stabilité.....	5
I .3.1. Définition de la Stabilité.....	5
I .3.2. Classification de la Stabilité.....	5
I .3.2.1. Stabilité de l'angle de rotor.....	6
I .3.2.2 Stabilité de fréquence	7
I .3.2.3 Stabilité de tension.....	7
I .4. Amélioration de la Stabilité Par FACTS.....	8
I .4.1 Définition et Concept de FACTS.....	9
I .4.2 Différent Catégorie de FACTS.....	9
I.4.2.1 Le compensateur statique d'énergie réactive(SVC).....	11
I. 4.2.2 Compensateur statique (STATCOM).....	13
I. 4.2.3 La capacité série commande par thyristor (TCSC).....	13
I.4.2.4. Static Synchronous Series Compensator (SSSC).....	14
I.4.2.5. L'UPFC (Unified Power Flow Controler).....	15
I .5. Avantage de la technologie des dispositifs FACTS.....	16
I .6. Conclusion.....	17

Chapitre II

Chapitre II :Placement Optimal de SVC

II .1. Introduction.....	18
II .2. Définition du SVC.....	18
II .3. Modèle du SVC.....	18
II .4. Caractéristique statique du SVC.....	19
II.4.1. Calcul de la puissance au J.d.B.....	21
II.4.2. Algorithme de N-R dans un système de dimension.....	22
II.4.3. Solution de l'écoulement de puissance par l'algorithme de Newton Raphson.....	24
II.5. Choix optimal de site et taille des compensateurs SVC avec fonction multi-objective.....	24
II.6. Qu'est-ce qu'un problème d'optimisation.....	25
1.Fonction Mono-Objective.....	25
1.Problème multi-objective.....	25
II.7. Méthode d'optimisation.....	26
II- 7.1 Classification des méthodes d'optimisation.....	26
II.8. Algorithme Génétique.....	27
II.8.1 Codage.....	27
II.8.1.1 Codage binaire.....	28
II.8.1.2 Codage réel.....	29
II.8.2 Sélection.....	29
II.8.3 Croisement.....	30
II.8.3.1 Croisement en un point	31
II.8.3.2 Croisement en un et deux points	32
II.8.4 Mutation.....	32
II.9 Stratégie d'optimisation par les algorithme génétiques.....	32
II.9.1 minimisation de perte active.....	32
II.9.2 minimisation de la déviation de tension (ΔV)	33
II.9.3 Minimisation de l'investissement de coût de SVC.....	33

II.9.4 Paramètres des algorithmes génétiques.....	34
II.9.5 Organigramme de l'AG.....	35
II.9.6 Les étapes de calcul de l'AG.....	36
II.9.7 Les avantages des algorithmes génétiques.....	36
II.10.Conclusion.....	37

Chapitre III:

Amélioration de la stabilité dynamique par compensateur SVC

III.1. Introduction.....	38
III.2. La qualité de la tension.....	38
III.3. Instabilité de la tension.....	38
III.3. Causes de l'instabilité de la tension	39
III.4. Les phénomènes de l'instabilité de la tension	39
III.4.1 Creux de tension.....	39
III.4.2 Chutes de tension.....	40
III.4.3 Déséquilibre de tension.....	40
III.4.4 Fluctuation de tension (flicker).....	41
III.4.5 Les Surtensions.....	41
III.5 La compensation de l'énergie réactive	42
III.5.1 Choix de la localisation.....	43
III.6 Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive	44
III.7 Les contrôles dans le problème tension / puissance réactive	45
III.8 Modélisation Dynamique du SVC	46
III.8.1 Modèles Standards du SVC.....	46
III.8.1.1 Module de Mesure.....	48
III.8.1.2 Module de Régulation de Tension.....	48
III.8.1.3 Module de Régulation de Susceptance.....	49
III.8.2 Paramètres du SVC.....	50
III.9 Applications des SVC	51
III.10. Les Avantages des SVCs	51
III.11.Conclusion.....	52

Chapitre IV
Application et Simulation

IV .1. Introduction.....	53
IV .2. Étude statique.....	53
IV-2.1 Cas 1 : Etat sain.....	54
IV-2.2 Cas 2 : Etat urgence.....	54
IV-2.2.1 Fonction mono objective.....	55
IV-2.2.1 Fonction multi objectif objective.....	59
IV.3. Étude dynamique.....	63
IV .4.Conclusion.....	66
Conclusion Générale	67
Références Bibliographiques	69
Annexes:	73

Listes des Figures

Figure I.1 Classification de la stabilité des réseaux de puissances.....	6
Figure I.2 Principaux Dispositifs FACTS.....	11
Figure I.3 Schéma électrique du SVC.....	12
Figure I.4 Schéma électrique du ST ATCOM.....	13
Figure I.5 Schéma électrique du TCSC.....	14
Figure I.6 Schéma électrique du SSSC.....	15
Figure I.7 Schéma électrique de l'UPFC.....	16
Figure II.1 Schéma de principe du SVC.....	19
Figure II.2 Caractéristique Fondamentale du SVC.....	20
Figure II.3 Principe de base d'une méthodologie d'optimisation.....	26
Figure II.4 Classification des méthodes d'optimisations.....	27
Figure II.5 Le codage binaire.....	29
Figure II.6 Le codage réel.....	29
Figure II.7 Représentation d'une sélection par tournoi d'individus pour un critère de maximisation (chaque individus représente une solution possible).....	30
Figure II.8 Représentation d'un croisement en un point de deux chaînes.....	31
Figure II.9 Principe de croisement en un point.....	31
Figure II.10 Principe de croisement en deux points.....	32
Figure II.11 Représentation d'une mutation de bits dans une chaîne.....	32
Figure II.12 Organigramme de l'algorithme génétique.....	35
Figure III.1 Creux de tension.....	39
Figure III.2 Déséquilibre de tension.....	40
Figure III.3 Exemple de variations rapide de la tension.....	41
Figure III.4 Surtension transitoire.....	42
Figure III.5 Principe de la compensation d'énergie réactive.....	43
Figure III.6 Modèle considéré.....	44
Figure III.7 Modèles Dynamiques de SVC Recommandés par la CIGRE.....	47
Figure III.8 Types de Régulateurs de Tension du SVC	49
Figure III.9 Représentation Simple par Schémas Blocs d'un SVC	51

Figure VI.1 Schéma unifilaire du réseau électrique à IEEE 30 Bus.....	54
FigureIV.2Le module des tensions du réseau électrique à 30 Bus dans l'état d'urgence.....	55
Figure VI.3Evolution de la fonction mono objectif par l'AG – Binaire.....	56
Figure VI.4Le module des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barr.....	57
Figure VI.5 Evolution de la fonction mono objectif par l'AG – Binaire.....	58
Figure VI.6Les pertes active du réseau électrique IEEE 30 bus.....	59
Figure VI.7Evolution progressive de la fonction mut objectif de l'AG – Binaire.....	60
Figure VI.8Le module des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barr.....	61
Figure VI.9Phases des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre.....	62
Figure VI.10 Niveau les pertes active chaque jeud barre sans et avec SVC.....	62
Figure VI.11 Niveau les pertes réactive chaque jeud barre sans et avec SVC.....	63
Figure VI.12 Puissance réactive de SVC et la puissance réactive généré.....	63
Figure VI.13 Diagramme unifilaire du réseau.....	64
Figure VI 14 Variation de tension Niveau BUS 2.....	64
Figure VI.15 Variation de courant Niveau BUS 2.....	64
Figure VI.16 Variation de Facteur de puissance au Niveau BUS 2.....	65
Figure VI 17 Variation de puissance réactive au Niveau BUS 2.....	65
Figure VI 18 Variation de puissance active au Niveau BUS 2.....	65
Figure VI.19 Variation de puissance apparente Niveau BUS 2.....	66
Figure VI.20 Variation de l'angle ph Niveau BUS 2.....	66

Listes des Tables

Tableau II.1	Code de Gray et code binaire pour une chaîne à trois bits	28
Tableau II.2	Les opérateurs de l'AG – Binaire	34
Tableau IV.1	Tensions du réseau électrique à 30 bus.....	54
Tableau IV.2	: Résultats de l'écoulement de puissance obtenue par la méthode NR.....	55
Tableau VI-3	: Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.....	56
Tableau VI-4	: Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.....	57
Tableau VI.5	: Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.....	60

Liste des Symboles et Notations

Symboles

V_1	: Tension de source.
V_2	: Tension aux bornes de la charge (le récepteur).
δ	: L'angle de déphasage de tension.
π	: Constant est égale à 3.14
X	: réactance de la ligne de transport.
DP	: Les pertes actives de transmissions.
DV	: La déviation de tension.
i	: Numéro du J.d.B.
γ_{ij}	: Déphasage entre le nœud i et j .
I_{bus}	: vecteur des courants de jeu de barres i .
Y_{bus}	: matrice des admittances de jeu de barres i .
V_{bus}	: vecteur des tensions de jeu de barres i .
Nœud de charge (PQ)	
Nœud générateur (PV)	
Nœud de référence (Slack bus)	
$Nobj$	: nombre de fonction à optimiser.
$f(x,u)$	: fonction à optimiser.
G_k	: La conductance de la branche entre les jeux de barres i et j .
B_k	: Susception de l'élément (i, j) de la matrice admittance.
$V_i V_j$	: Les modules de tension de jeux de barres.
θ_{ij}	: La différence angulaire entre les angle de jeux i et j .
P_{Gi}	: Puissance active produite (général) par l'unité i .
P_{Di}	: Puissance active demandée au jeu de barres i .
Q_{Gi}	: Puissance réactive demandée au jeu de barres i .
Q_{Di}	: Puissance réactive produite par l'unité i .
Q_D	: Puissance réactive totale consommée par la charge.
P_L	: Pertes totales actives de transmission.
P_{Gimin} et P_{Gimax}	: Puissance active minimale et maximale du générateur i .
X_c	: L'impédance du condensateur du TCSC.
X_l	: L'impédance du l'inductance du TCSC.
X_{ligne}	: L'impédance de la ligne.
B_c	: La susceptance capacitive totale des condensateurs.
B_{lmax}	: la susceptance maximum de l'inductance.
V_{ref}	: Le module de tension de référence.
Q_g	: La puissance réactive général.
Z	: Matrice des impédances de nœuds.
ΔU	: La chute de tension.
J	: Matrice de Jacobienne.
V_i	: La tension réelle.
ε	: Erreur.

P	: Les pertes actives de transmission.
g_k	: la conductance de la branche entre les jeux des barres de terres i et j.
b	: Nombre totale de jeux des barres de charge.
P_{loss}	: Les perte actives.
α, β, η	: Les coefficients constants propres au générateur.
C	: Capacité.
L	: Inductance.
R	: Résistance.
S	: La puissance apparente.
P	: La puissance active.
Q	: La puissance réactive.
Z	: L'impédance de la ligne.
ϕ	: Le déphasage entre le courant et la tension.
R	: La résistance.
V_s	: La tension de la source.
V_R	: La tension de la départ.
X	: Réactance de la ligne.
ΔV	: La chute de tension.
V_{mes}	: La tension mesuré.
I_{mes}	: Le courant mesuré.
I_{SVC}	: Le courant de SVC.
K_{sl}	: Le gain de régulateur de La pente de la caractéristique V-I du SVC .
T_s	: La tolérance.
H_{mes}	: régulateur du système de mesure.
T_m	: La constante de temps du système de mesure.
$V_{réseau}$	: La tension de réseau(référence).
K_r	: Le gain de régulateur.
X_{SL}	: La pente de la caractéristique V-I du SVC.
T_r	: Le temps de réponse.
K_p, K_i	: Le gain proportionnel et le gain intégral.
H_B	: Régulateur de susceptance.
T_d	: Le temps de réponse de fonctionnement des thyristors.
T_b	: Le constant de temps de la séquence de régulation.
Q_{max}	: limite de puissance réactive inductive.
Q_{min}	: limite de puissance réactive capacitive.
Z_{Th}	: l'impédance de Thevniin.
t_s	: Temps de stabilisation.
t_r	: Temps de la réponse.
V_{max}	: Valeur maximum admissible.
V_{min}	: Valeur minimale admissible.

Notations

FACTS	Flexible alternating Current Transmission System
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistors
IGCT	Insulated Gate Commutated Thyristors
SVC	Static Var Compensator
TCSC	Thyristors Controlled Séries Compensator
STATCOM	Statice Compensateur
ASVG	Advanced Statice Var Générateur
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
UPFC	Unified Power Quality Conditioner
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
DFC	Contrôleur Dynamique de Flux de Puissance
HVDC B2B	High Voltage Direct Current Back to Back
HVDC VSC B2B	High Voltage Direct Current Voltage Source Converter Back to Back
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
FC	Fixed Capacitors
MSC	Mechanically Switched Capacitor
TSR	Thyristor Switched Reactor
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineering
EPRI	Electric Power Research Institute
N – R	Newton-Raphson
THT	Trais haut tension

Introduction Générale

Le but d'un réseau électrique est de générer la puissance électrique, et de la transporter à la charge. Un équilibre entre l'énergie générée et l'énergie consommée doit être maintenue en tout temps. D'ailleurs, pour un fonctionnement fiable et sécuritaire, le réseau électrique doit être capable de maintenir la stabilité, suite à plusieurs types de perturbations. Aujourd'hui, les critères de qualité ont évolué avec le développement des équipements où l'électronique prend une place prépondérante dans les systèmes de commande et de contrôle et qui entraîne de plus en plus de problèmes de perturbations au niveau des réseaux électriques. Ces dispositifs sensibles, mais qui dégradent également la qualité de la tension, existent dans toutes les catégories d'utilisateurs tels que le domaine industriel par l'emploi de convertisseurs de l'électronique de puissance, le domaine tertiaire avec le développement de l'informatique et le domaine domestique par l'utilisation en grand nombre des téléviseurs, magnétoscopes, lampes à économie d'énergie, ...

Ces nouvelles exigences imposent aux compagnies d'électricité et notamment les entreprises de transport de fonctionner autour de leurs limites de stabilité, et ce dû au nouvel environnement dérégulé et l'ouverture du marché d'électricité. Ceci impose l'augmentation du nombre de schémas d'exploitation, et en conséquence la génération de multiples modes d'oscillation interzone pouvant conduire à la défaillance des infrastructures du réseau (en effet, ce phénomène est accompagné d'un fort transit de puissance oscillante), pouvant entraîner des Blackouts, comme c'était le cas en Algérie le 03 février 2003.

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 .

L'étude d'un problème d'optimisation dans la situation actuelle des réseaux électriques tenant compte de tous ces critères est très complexe de point de vue modélisation et calcul. Les seuls moyens de remplir certains critères cités ci-dessus, tels que le maintien des tensions aux niveaux désirés, le contrôle de transit de puissance et de garantir une réserve supplémentaire de puissance active sont les dispositifs FACTS [Souhil].

Les algorithmes génétiques reposent sur l'analogie entre la théorie de l'évolution naturelle de Darwin et l'optimisation. Selon la théorie de Darwin, les individus d'une

population les mieux adaptés à leur environnement ont une plus grande probabilité de survivre et de se reproduire, en donnant des descendants encore mieux adaptés. Comme dans les mécanismes naturels de la reproduction, les principaux opérateurs qui affectent la constitution d'un chromosome, qui code les caractéristiques des individus, sont le croisement et la mutation.

Le premier objectif de ce travail est de proposer une solution adéquate pour optimiser la puissance réactive et le contrôle de la tension dans un réseau électrique à travers l'incorporation du dispositifs FACTS : le « SVC ».

Le deuxième objectif de ce travail est d'étudier les algorithmes génétiques imitent l'évolution naturelle et le processus de sélection .En employant des opérations de base : sélection, croisement et mutation, ils sont capables de trouver le minimum global ou au moins une solution qui en est proche .

- ❖ Le premier chapitre, est consacré à des généralités sur les stabilités des réseaux électriques à la classification de stabilité et une présentation générale du concept « FACTS ». Une classification des différents types est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits, et présente aussi les différentes structures de FACTS (série, shunt, et hybride) basées sur les thyristors ou les (IGBT).
- ❖ Le deuxième chapitre, est d'utiliser un algorithme génétique sous contraintes pour optimiser les fonctions objectives (la déviation de tension, les pertes actives et l'investissement de cout d'installation.
- ❖ cet algorithme génétique qui est une méthode d'optimisation stochastique basée sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes de sélection naturelle.
- ❖ Le troisième chapitre, Les différentes méthodes d'amélioration de la stabilité sont présentées ainsi Afin d'étudier le comportement du réseau global en régime dynamique, le présente un modèle de connaissance du réseau électrique avec les dispositifs SVC.
- ❖ Le quatrième chapitre, une simulation structurée est exécutée dans l'environnement du logiciel (MATLAB /SIMULINK) version 7, et exécutés par un microprocesseur Pentium 4 avec 512 MO de RAM et 3 GHZ.

Enfin, une conclusion générale synthétisera les travaux de cette thèse, et donnera les perspectives et des futurs axes de recherche envisageables..

Chapitre I

Généralisé Sur La Stabilité Des Réseaux Electriques

I.1 Introduction

L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes économiques de construire de nouveaux ouvrages conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur dans le bon fonctionnement de ces derniers autour du monde. Les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, les transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité. La stabilité d'un réseau électrique est donc la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation [5].

I.2 Historique et Situation Mondial des Systèmes des Puissance

L'énergie électrique est produite en des sites particuliers (barrages, centrales nucléaires au bord de fleuves, ...) et elle est utilisée dans des centres de consommation souvent éloignés des sites de production (agglomérations urbaines, concentrations industrielles, ...). Il faut donc produire et transporter cette énergie aux lieux et dates de consommation: c'est le rôle du réseau de transport. Une fois que l'énergie est parvenue aux centres de consommation, elle est prise en charge par le réseau de distribution qui va la répartir entre les différents consommateurs. Le réseau de transport comprend les centres de production, les centres de consommation et le matériel de transport mais sa représentation ne prend pas en compte le détail de ces composantes. Par exemple, un centre de production sera représenté par une machine génératrice, un centre de consommation par une charge, etc. Le système de puissance, lui, est l'ensemble de toutes les composantes qui permettent de fournir de l'énergie à un consommateur et comprend donc le réseau de transport avec le détail de toutes ses composantes (centrales de production, réseau

de distribution, etc). La gestion d'un tel système est très complexe et pose de nombreux problèmes, le maillon faible de la chaîne étant le réseau de transport. Il faut veiller à tout instant à ce que le réseau de transport remplisse son rôle de la meilleure façon possible considérant qu'il est plus facile de distribuer une énergie de qualité en aval (aux consommateurs) si son transport en amont est réalisé de façon satisfaisante [1].

Les planificateurs sont de plus en plus conscients des limites d'utilisation des réseaux de transport. La situation actuelle dans beaucoup de pays au monde est caractérisée par les tendances suivantes:

- Augmentation de la consommation d'électricité due à l'industrialisation, à l'urbanisation et à la croissance de la population (on note cependant une légère stagnation dans les pays industrialisés). Avec l'augmentation des transits de puissance, les réseaux deviennent plus compliqués à gérer, subissent de grandes variations de puissance et de grandes pertes. Ceci fait que leur niveau de sécurité diminue.
- Contraintes écologiques et administratives. Le respect de l'environnement joue un rôle important dans la société actuelle. Il est en particulier de plus en plus difficile d'obtenir des permis de construire pour de nouvelles lignes ou pour l'implantation de nouvelles centrales. En pratique, cela demande plusieurs années. de construire pour de nouvelles lignes ou pour l'implantation de nouvelles centrales. En pratique, cela demande plusieurs années.
- Contraintes opérationnelles. La demande de puissance a une croissance constante mais géographiquement irrégulière. Les centrales qui génèrent l'énergie sont souvent éloignées des charges importantes et la localisation des nouvelles centrales dépend essentiellement d'autorisations administratives et du respect de l'environnement, comme nous l'avons vu ci-dessus. Pour satisfaire la demande d'énergie sous ces conditions contradictoires, les compagnies gérant les réseaux de transport font de plus en plus appel, pour des problèmes économiques et d'amélioration de la sécurité, aux échanges internationaux de puissance, ce qui demande une interconnexion de systèmes prévus indépendants au départ. L'augmentation du maillage associé au mode de transit libre de puissance à travers les réseaux développe des boucles de puissance et des lignes en parallèle, ce qui surcharge certaines lignes avec pour conséquence de détériorer le profil de tension et de diminuer la stabilité du réseau [1].

Enfin, l'interconnexion croissante des réseaux de transport peut être à l'origine de l'apparition d'oscillations de puissance de basse fréquence entre les réseaux interconnectés. Or ces oscillations, dans certains cas, sont faiblement amorties et persistent sur de longues périodes, rendant alors nécessaire la séparation des réseaux interconnectés [2].

Considérant que les réseaux de transport électrique représentent une grande valeur économique et compte tenu des limites actuelles, il faut essayer d'aller dans les directions suivantes:

- Améliorer l'utilisation des équipements existants en augmentant leur capacité de transfert de puissance. D'un point de vue financier, cela peut se révéler avantageux.
- Améliorer la flexibilité des réseaux car pouvoir changer rapidement leur configuration permet une meilleure répartition de la puissance, particulièrement en cas de perturbations ou de transferts de puissance imprévus.

I.3 Définition et Classification de Stabilité :

I.3.1 Définition de la Stabilité :

La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver un point de fonctionnement stable (point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par l'équilibre production - consommation. Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et de la fréquence [3].

I.3.2 Classification de la Stabilité :

Traditionnellement, le problème de la stabilité consiste à maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs du système. Ainsi, pour avoir une production satisfaisante de la puissance électrique, toutes les machines synchrones du système doivent fonctionner en synchronisme. Cet aspect de la stabilité est influencé par les dynamiques de l'angle de rotor de générateur et de la relation puissance

- angle [4]. On distingue trois types de stabilité (**Figure I.1**) [7]:

- la stabilité de l'angle de rotor.
- la stabilité de tension.
- la stabilité de fréquence.

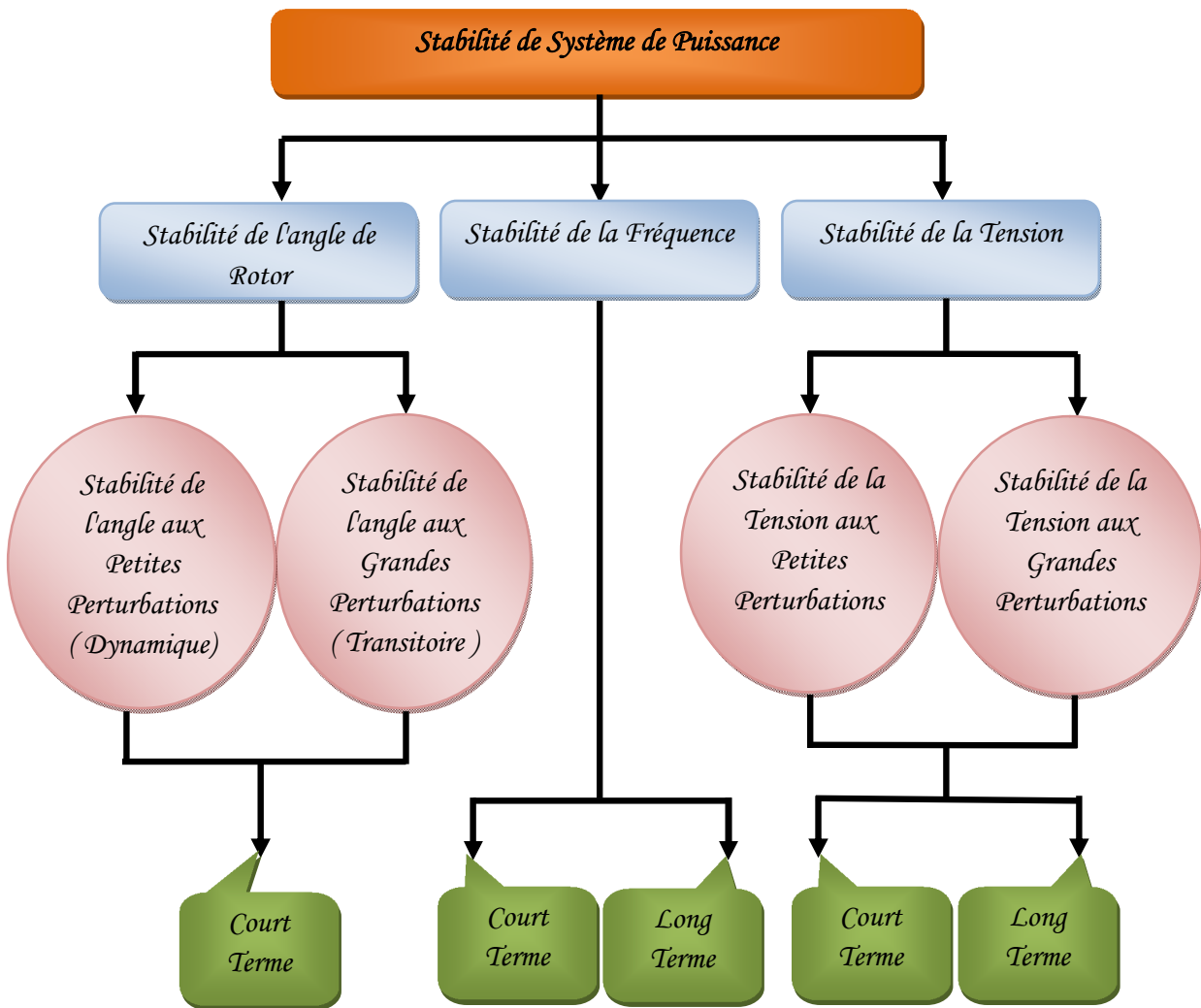


Figure I.1. Classification de la stabilité des réseaux de puissances.

I .3.2.1 Stabilité de l'angle de rotor

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 soumis à une perturbation [5]. 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.

La stabilité d'angle rotorique peut être caractérisée en termes des deux sous-catégories suivantes : Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique), et stabilité d'angle rotorique de grande perturbation (stabilité transitoire) [4].

- ❖ **Stabilité angulaire aux petites perturbations:** la stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc [6].
- ❖ **Stabilité angulaire aux grandes perturbations:** 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 [8]. 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 ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau (**black-out**) [8],[4].

I.3.2.2 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système [6]. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée.

I.3.2.3 Stabilité de tension

La stabilité de tension, par définition, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation [7]. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. Elle est peut être classée en deux catégories ; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations :

- ❖ **Stabilité de tension aux grandes perturbations:** le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds de réseau électrique après une grande perturbation. La stabilité est déterminée ici par les caractéristiques du système et de charge, et par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension dans le système [7].
- ❖ **Stabilité de tension aux petites perturbations:** elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court circuit,...etc [6].

I.4 Amélioration de la Stabilité Par FACTS :

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

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

- Améliorer le contrôle de la tension et de la stabilité du réseau;
- Réduit des pertes actives totales ;
- Compenser l'énergie réactive ;
- Amortir les oscillations de puissance ;
- Augmenter la capacité de transport de la puissance ;
- Maîtriser la répartition et les transit de puissance;
- Améliorer des oscillation de puissance et puissance et de susceptible d'apparaître dans les réseaux à la suite d'un défaut ;

Améliorer la capacité de transmission de puissance des lignes en s'approche des limites thermiques de celle-ci

I .4.1 Définition et Concept de FACTS

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques [8].

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 (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieures à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent 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. Les systems FACTS peuvent être classés en trois catégories [8] :

- ↳ les compensateurs parallèles
- ↳ les compensateurs séries
- ↳ les compensateurs hybrides (série - parallèle)

I .4.2 Différent Catégorie de FACTS

Le tableau de la figure 1.1 représente te les grandes catégories des dispositifs de contrôle des réseaux électriques; la colonne sur la gauche contient les systèmes conventionnels constitues de composant de base R L C et transformateurs de valeurs fixes (compensation fixe) ou variable commandés par des interrupteur mécaniques. Les dispositifs FACTS continents également les mêmes composants mais rapidement commander avec des interrupteurs statiques et convertisseurs de l'électronique de puissance [10].

La colonne gauche des systèmes FACTS présente les contrôleurs à base des thyristors ou bien à des convertisseurs à thyristor tel que le SVC et le TCSC qui sont connu depuis plusieurs dizaines d'années à titre de compensateurs shunt et série respectivement et qui ont prouvé leur fiabilité dans le contrôle des réseaux.

Les dispositifs dans la colonne de droite sont la technologie la plus avancée des FACTS avec des convertisseurs de sources de tension à base des interrupteurs statiques sophistiqués IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors) ou bien les IGCT (Insulated Gate Commutated Thyristors) tel que le STATCOM, le SSSC et l'UPFC.

Chaque élément de ces colonnes peut être structuré selon sa connexion au réseau, en général les FACTS sont divisés en trois grandes catégories principales :

- ★ **Compensateurs séries:** ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. Utilisés pour la compensation série de la puissance réactive et par leur influence sur l'impédance effective des lignes ils interviennent dans le contrôle du flux de puissance et la stabilité de ce dernier. En général ces dispositifs séries injectent une tension en série avec la ligne de transmission. [10]
- ★ **Compensateurs shunts:** Ils consistent en une impédance variable, source variable ou une combinaison des deux. Ils injectent un courant dans le réseau à travers le point de connexion. Ils sont principalement pour la compensation de la puissance réactive et par conséquent contrôler de tension des nœuds.
- ★ **Compensateurs hybrides série-shunt:** c'est une combinaison des dispositifs séries et shunts commandé d'une manière coordonné afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie.

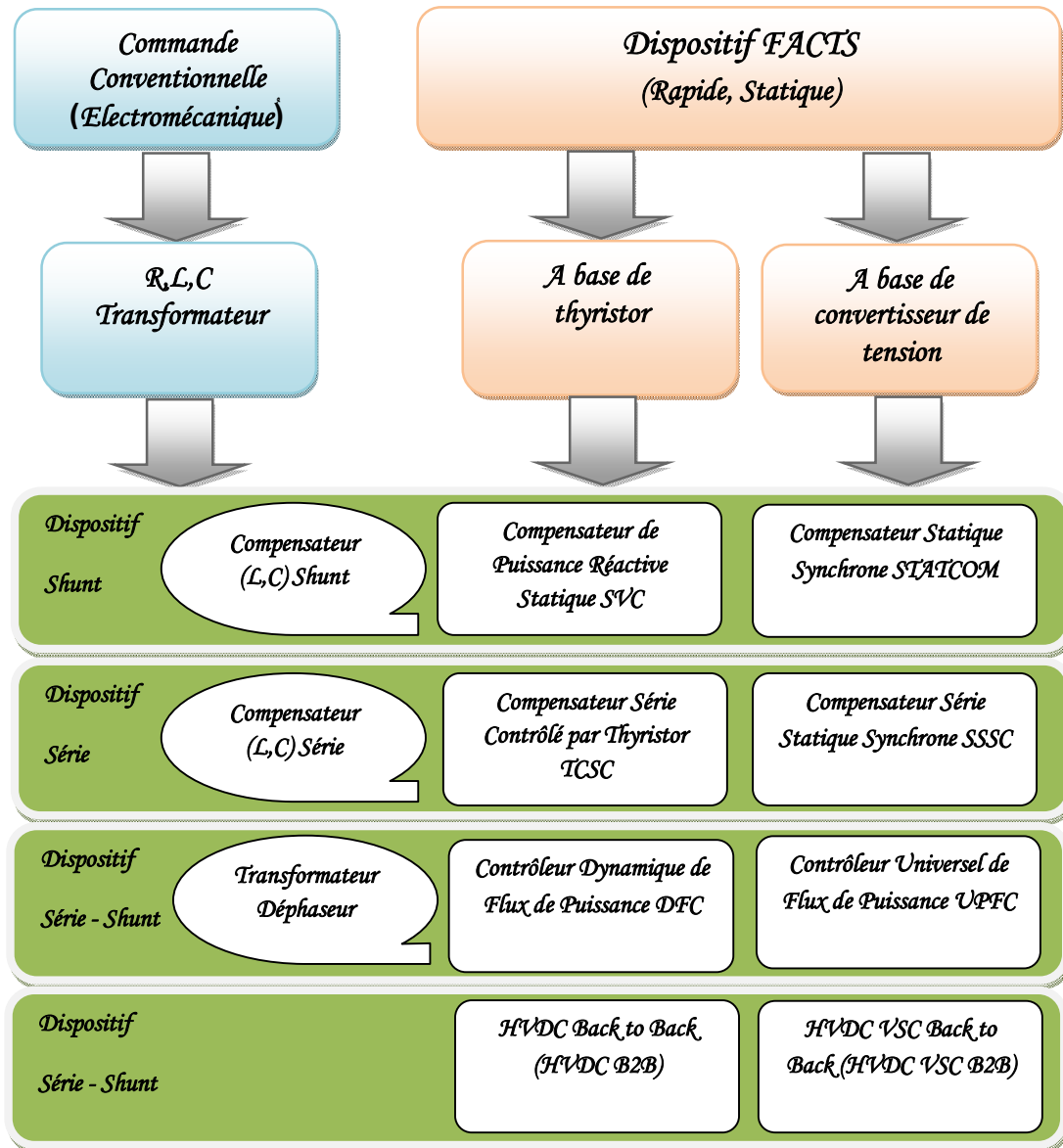


Figure. I.2 Principaux Dispositifs FACTS

Il existe de nombreux types de systèmes FACTS. Nous allons faire ici une description sommaire des principaux et le lecteur pourra se reporter à la référence [11] pour plus de détails sur ces dispositifs. Dans la famille des FACTS, on peut donc distinguer :

I.4.2.1 Le compensateur statique d'énergie réactive(SVC):

Le SVC (Static Var Compensator) permet de maintenir la tension de son terminal à la tension idéale, en contrôlant le flux de puissance réactive [13].

$$P_e = \frac{2 V_1 V_2}{X} \sin \frac{\delta}{2} \quad (I.1)$$

L'équation I.1 donne l'expression de la puissance transmise par la ligne compensée. On remarquera que la puissance maximale transmise est doublée et est obtenue pour un

déphasage de δ égale à π . Une compensation parallèle permet donc de doubler le transport de puissance maximale d'une ligne.

Le SVC conventionnel est composé de l'association d'un condensateur commandé par thyristors (TSC «Thyristor Switched Capacitor») et d'une réactance commandée par thyristors (TCR «Thyristor Controlled Reactor») qui sont connectés en parallèle [16].

Le SVC est connecté au réseau à travers un transformateur. La Figure I.3 montre le schéma type d'un SVC.

La combinaison du SVC précédant avec des bancs de condensateurs fixes (FC « Fixed Capacitors ») ou avec des condensateurs à commutation mécanique (MSC «Mechanically Switched Capacitor ») donne lieu à la formation du SVS («Static Var Systems »).

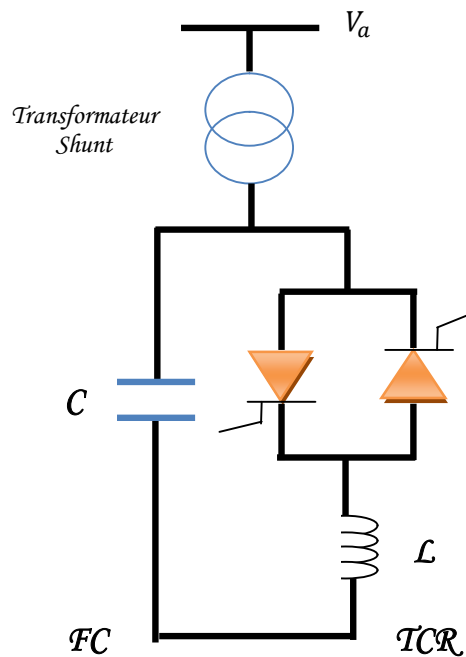


Figure I.3 Schéma électrique du SVC

Le schéma électrique du SVC (Figure 1.3) comporte généralement les éléments suivants :

- Bancs de condensateurs fixes FC (Fixed Capacitor).
- Inductance commandée par thyristors TCR (Thyristor Controlled Reactor).
- Condensateur commuté par thyristors TSC (Thyristor Switched Capacitor).
- Inductance commutée par thyristors TSR (Thyristor Switched Reactor).

I. 4.2.2 Compensateur statique (STATCOM):

Le STATCOM (Statice Compensateur) appelé aussi en anglais Advanced Statice Var Générateur ASVG, représente la deuxième génération de FACTS. Le STATCOM est un nouveau compensateur de puissance réactive qui surmonte les limitations techniques et le coût élevé du SVC [12].

Un STATCOM est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude [9]. Leur topologie est basée sur des convertisseurs de tension. Le schéma de STATCOM est donné par la figure I.4.

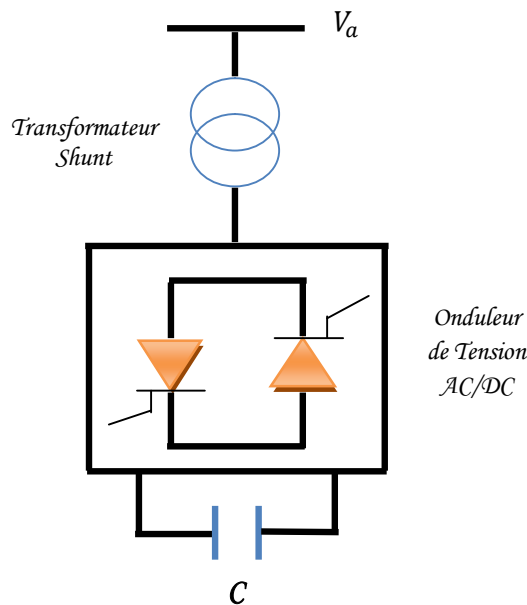


Figure I.4: Schéma électrique du STATCOM

I.4.2.3 La capacité série commande par thyristor (TCSC)

La capacité série commande par thyristor (TCSC: Thyristors Controlled Series Compensator) est un dispositif de compensation série, elle utilise l'électronique de puissance comme élément de base. Elle connecte en série avec le réseau pour contrôler le transit de puissance, l'amortissement de résonance subsynchrone et des oscillations de puissance. Ce type de compensateur est apparu au milieu des années 80 [9].

Le TCSC est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristor, le tout en parallèle avec un condensateur. Le TCSC est inséré sur la ligne de transmission (Figure. I.5).

Où

X_C : est l'impédance du condensateur du TCSC.

X_L : est l'impédance du l'inductance du TCSC.

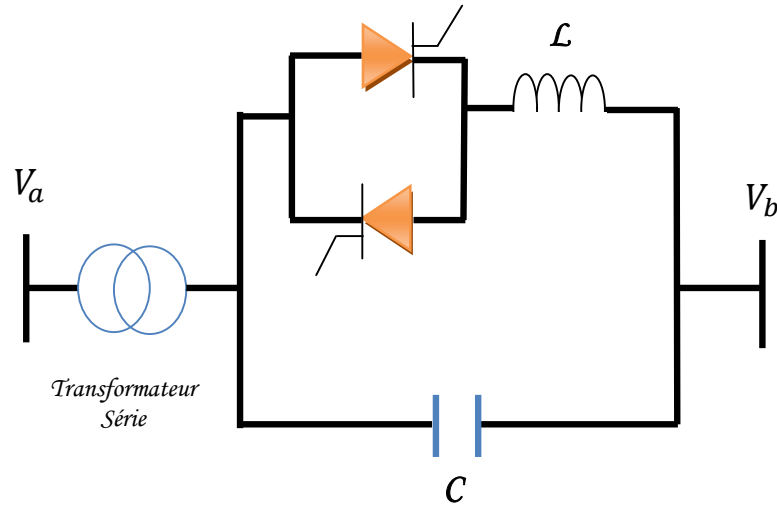


Figure I.5: Schéma électrique du TCSC.

I.4.2.4 Static Synchronous Series Compensator (SSSC) :

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Figure I.6).

Un convertisseur à source de tension peut être utilisé dans un système de transport d'énergie. Un tel système porte la désignation compensateur série synchrone statique SSSC (Static Synchronous Series Compensator) [15].

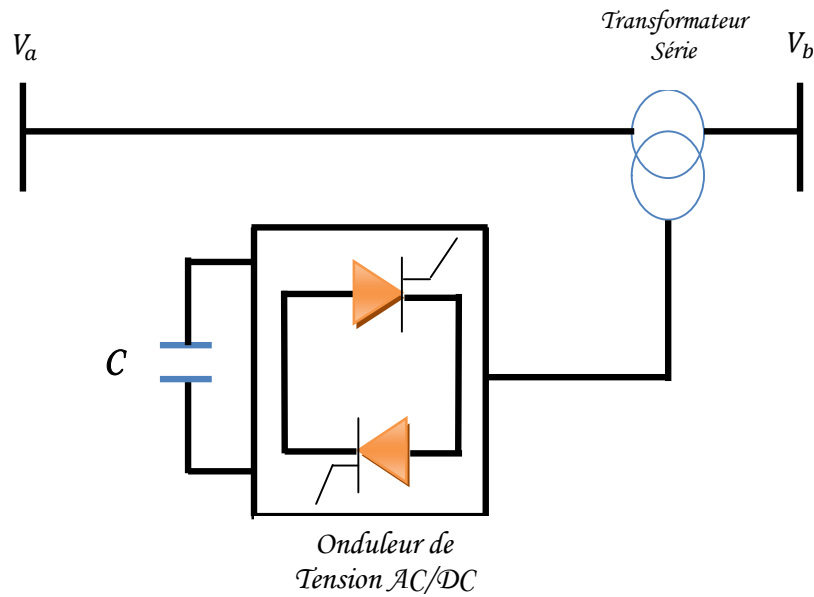


Figure I.6: Schéma électrique du SSSC.

I.4.2.5 L'UPFC (Unified Power Flow Controller):

Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990 [14]. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance:

- ✚ La tension
- ✚ L'impédance de la ligne
- ✚ Le déphasage des tensions aux extrémités d'une ligne

Ce dispositif a donc la faculté d'effectuer à lui seul, les principales compensations: les compensations shunt, série et par déphaseur. L'UPFC est constitué de deux onduleurs interconnectés par une liaison continue (figure I.7).

En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance [8].

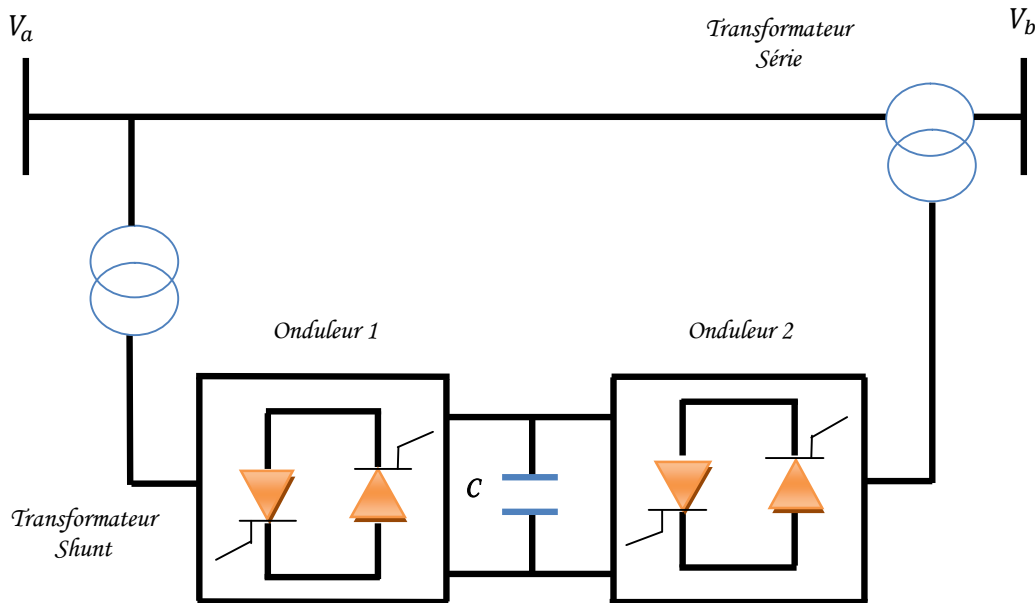


Figure I.7: Schéma électrique de l'UPFC

I.5 Avantage de la technologie des dispositifs FACTS

- ◆ Contrôle de l'écoulement de puissance : c'est la fonction principale des FACTS. L'utilisation du contrôle de l'écoulement de puissance peut satisfaire les demandes de charge, atteindre un fonctionnement optimal, et surmonter les conditions d'urgence [9].
- ◆ Amélioration de la stabilité dynamique. Cette fonction supplémentaire des FACTS comprend l'amélioration de la stabilité transitoire, l'amortissement des oscillations de puissance et le contrôle de stabilité de la tension.
- ◆ Augmenter la capacité de transport de lignes à leurs capacités thermiques, y compris les demandes à court terme et saisonnière.
- ◆ Fournir des connections sécurisées entre les compagnies de production et les régions par la diminution de la réserve de la puissance à générer requise par les deux zones.
- ◆ Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, ce qui permettra ainsi à la ligne de transporter plus de puissance active.

I .6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présentés un aperçu généralité sur la stabilité des réseaux électrique, ensuite nous avons montré l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques par l'utilisation des dispositif FACTS. Nous avons aussi présentés de manière détaillée les équipements FACTS, leurs types, leurs rôles ainsi que leurs domaines d'application. Le prochain chapitre discuté le problème de choix des empacements optimaux de SVC par les Algorithmes génétiques.

Chapitre II

Choix des empallement optimaux de SVC par les Algorithmes génétiques

II.1.Introduction :

Le compensateur statique de l'énergie réactive est apparu dans les années 70, pour répondre à des besoins de stabilisation de tension rendue fortement variable du fait de charges industrielles très fluctuantes. Plusieurs conceptions différentes ont été proposées. Toutefois, la plupart des SVC sont construits à partir des mêmes éléments de base permettant de fournir ou d'absorber de la puissance réactive [6]. Dans ce chapitre, on présente le principe de fonctionnement du SVC, sa constitution et son modèle dans l'état statique, puis nous allons discuter le problème de placement optimale par l'algorithme génétique.

II.2. Définition du SVC :

L'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), définit le SVC (Static Var Compensator) comme un générateur ou absorbeur statique d'énergie réactive, shunt, dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, typiquement la tension des nœuds [12]. Le compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un appareil statique, c'est-à-dire qui n'a pas des composants tournants et qui est connecté en shunt à un nœud du réseau électrique.

Par ailleurs, le SVC est commandé par thyristors. Le SVC peut absorber ou générer de la puissance réactive selon les besoins du réseau [16].

II.3. Modèle du SVC

Les modèles de SVC les plus courants dans la répartition de charges sont des modèles statiques et destinés à des études statiques de réseau. Ils sont constitués d'éléments de réseaux : réactance, susceptance, nœuds, etc. Ces modèles ont été standardisés par la CIGRE [CI-95] et par la IEEE [IE-93]. Le schéma du SVC est représenté à la figure II.1.

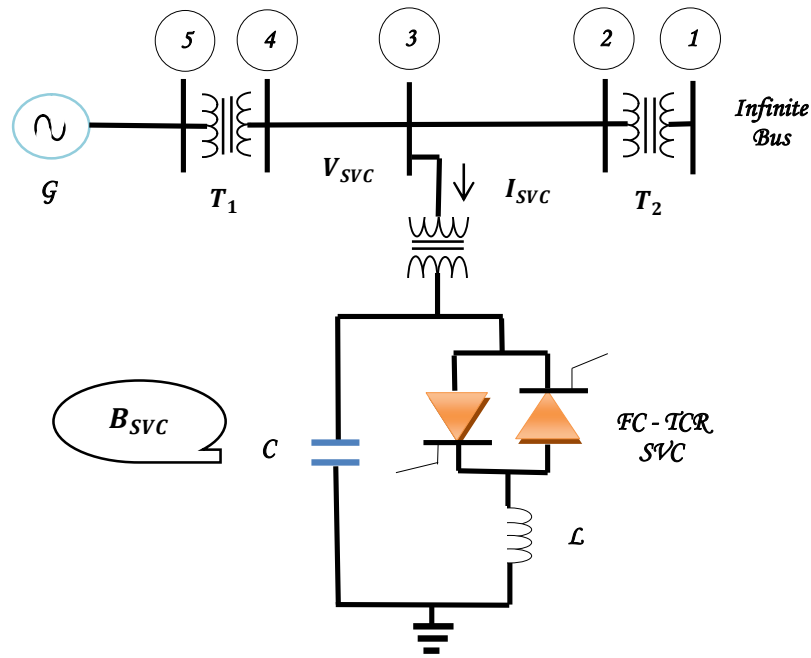


Figure II.1 schéma de principe du SVC

II .4. caractéristique statique du SVC:

Un SVC conventionnel est composé d'une TCR et de quelques TSC . Sa caractéristique II.2 est formée par l'agrégation des caractéristiques de la TCR et des TSC . La Figure II.2 montre la caractéristique de fonctionnement d'un SVC conventionnel. Comme la Figure II.2 le montre, il y a trois zones de fonctionnement pour le SVC: la zone régulation ($V_{min} < V < V_{max}$, $I_{min} < I < I_{max}$), et les deux extrêmes de fonctionnement correspondants au maximum de génération de puissance réactive et au maximum d'absorption de puissance réactive par le SVC[16].

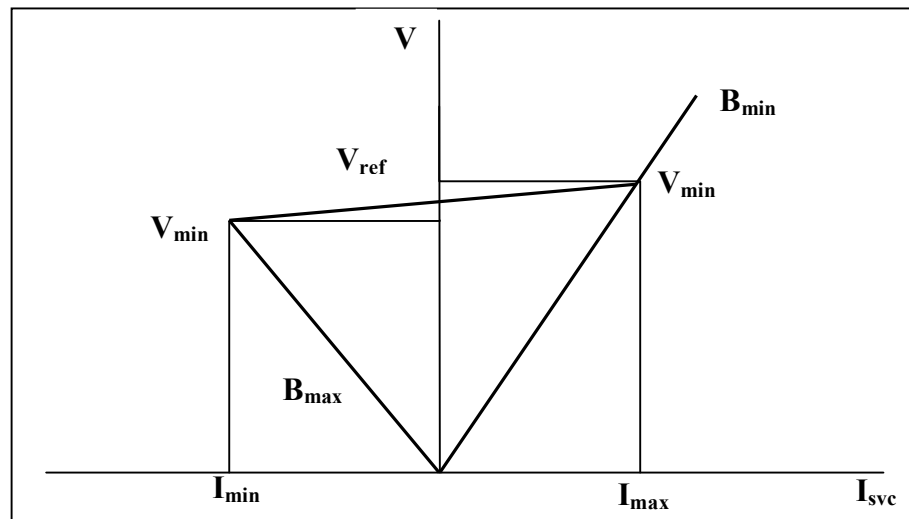


Figure II.2 Caractéristique Fondamentale du SVC

Ces limites sont données en fonction de la susceptance capacitive totale des condensateurs (B_C) et de la susceptance maximum de l'inductance (B_{LMAX}). Ainsi:

$$\begin{aligned} B_{\max} &= B_C \Rightarrow Q = -B_{\max} V^2 \\ B_{\min} &= B_C - B_{LMAX} \Rightarrow Q = -B_{\max} V^2 \end{aligned} \quad (II.1)$$

La caractéristique V-I dans la zone de commande est donnée par l'équation suivante

$$V = V_{ref} + X_{SL} I_{svc} \quad (II.2)$$

la réactance X_{SL} (la pente de la caractéristique) prend une valeur comprise entre 1 % et 5% [16].

Pour déterminer l'emplacement et la taille des compensateurs SVC dans l'état statique il s'agit de montrer le problème de calcul de la répartition des puissances (écoulement des puissances ou load flow ou encore power flow) consiste à déterminer l'ensemble des transits de puissances et des tensions dans le réseau pour un cas de charge donné. Quatre grandeurs sont associées à chaque nœud du système : les puissances active et réactive ainsi que le module et la phase de la tension. Seules deux de ces quatre variables sont connues en un nœud, les deux autres étant déterminées lors du calcul. Trois combinaisons, définissant trois types de nœuds, sont généralement utilisées :

1. **Nœud de charge (PQ) :** c'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.
2. **Nœud générateur (PV) :** c'est un nœud connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. la puissance active et la tension sont considérées connues. La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures, $Q_g^{\max}$ et $Q_g^{\min}$ respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le nœud devient alors un nœud (PQ).
3. **Nœud de référence (Slack bus) :** c'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant ; il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active dans un nœud de référence, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus [7].

$$[I]_{bus} = [Y]_{bus}[V]_{bus} \quad (II.3)$$

Dans laquelle :

$[I]_{bus}$: vecteur des courants de nœuds.

$[Y]_{bus}$: matrice des admittances de nœuds.

$[V]_{bus}$: vecteur des tensions de nœud.

La relation suivante entraine que :

$$[Z]_{bus} = [Y]_{bus}^{-1} \quad (II.4)$$

Ou $[Z]_{bus}$ matrice des impédances de nœuds .

II.4.1 Calcul de la puissance au J.d.B [13] :

$$S_i = (P_{Gi} - jQ_{Gi}) + (P_{Di} - jQ_{Di}) = P_i + jQ_i \quad (II.5)$$

Alor :

$$S_i^* = P_i + jQ_i = V_i^* \cdot I_i \quad (II.6)$$

$$S_i^* = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot V_j \quad (II.7)$$

En coordonnées polaires :

$$V_i = |V_i| \cdot \angle \delta_i \quad (II.8)$$

$$y_{ij} = |y_{ij}| \cdot \angle \gamma_{ij} \quad (II.9)$$

$$S_i^* = P_i + jQ_i = V_i^* \cdot I_i = V_i^* \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot V_j \sum |y_{ij}| |V_j| e^{j(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})} \quad (II.10)$$

Donc:

$$P_i = \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad (II.11)$$

$$Q_i = -\sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad (II.12)$$

A cause de non linéarité des équations de l'écoulement de puissance, il est très difficile d'avoir des solutions analytiques. Pour cette raison, plusieurs méthodes numériques ont

été proposées pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance, parmi les quelles on va discuter la méthode de Newton-Raphson[7].

II.4.2 Algorithme de N-R dans un système de dimension:

La méthode de Newton Raphson est très puissante à cause de sa convergence rapide au voisinage de la solution. Cette propriété est spécialement utile pour les applications du système électrique parce qu'une estimation initiale proche de la solution est facile à obtenir. Elle est basée sur la détermination de la tangente à la courbe $f(x)$ (représentée des équations de l'écoulement de puissance) en chaque point $(x(k), f(x(k)))$ [7]. L'intersection de cette tangente avec l'axe des x fournit le point $x(k+1)$ ($\Delta x(k)$ étant une approximation de l'erreur commise sur x à l'itération (k)). [7]

$$f(x)$$

Soit la fonction $f(x)=0$ de dimension n , tel que

$$f(x) = \begin{pmatrix} f_1(x) \\ \cdot \\ \cdot \\ f_n(x) \end{pmatrix} \quad x^{(0)} = \begin{pmatrix} x_1^0 \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n^0 \end{pmatrix} \quad (\text{II.13})$$

On estime que $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ sont les solution de ces n équations. l'exposant (0) indique que ces valeur sont des estimations initiales.

On désigne par $\Delta x_1^0, \Delta x_2^0, \dots, \Delta x_n^0$ les valeurs à ajouter à $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ pour trouver la solution correcte.

Lorsqu'on développer toutes les fonctions en série de Taylor au voisinage du point d'estimation initiale on aura[23]:

$$f_k(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_k = f(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \right)_{x_1^0} + \dots + \Delta x_n^0 \left(\frac{\partial f}{\partial x_n} \right)_{x_n^0} \quad (\text{II.14})$$

$k = 1, 2, \dots, n$

Δx_k , représente la correction à ajouter à x_k^0 , pour se rapprocher de la solution correcte.

Considérons maintenant un système d'équations non - linéaires, à n variables:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_2 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_n \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

Le système (I-28), peut être écrit sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^0, \dots, x_n^0) \\ \vdots \\ y_n - f_n(x_1^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \big|_{x_1^0} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \big|_{x_2^0} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \big|_{x_n^0} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \big|_{x_1^0} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \big|_{x_2^0} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \big|_{x_n^0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.16})$$

Où encore :

$$[\Delta U]^0 = [J]^0 \cdot [\Delta X]^0 \quad (\text{II.17})$$

$[J]$ est la matrice jacobéenne du système.

d'où l'on tire

$$[\Delta X]^0 = ([J]^0)^{-1} \cdot [\Delta U]^0 \quad (\text{II.18})$$

La première solution approchée du processus itératif est calculée par

$$[X]^1 = [X]^0 + [\Delta X]^0 \quad (\text{II.19})$$

Généralement, pour une itération (k), On a :

$$[X]^{k+1} = [X]^k + [\Delta X] \quad (\text{II.20})$$

II.4.3. Solution de l'écoulement de puissance par l'algorithme de Newton Raphson :

La solution de l'écoulement de puissance peut être accomplie en utilisant l'algorithme de Newton - Raphson comme suit :

- **Etape (1)** : formulation de la matrice admittance (Y_{bus})
- **Etape (2)** : on estime les valeurs initiales $|V_i|^{(0)}$ et $\delta_i^{(0)}$ pour les J.d.B de charge et $\delta_i^{(0)}$ pour les J.d.B de contrôle.

- **Etape (3)** : on calcul P, Q qui nous donnent $\Delta P, \Delta Q$.
- **Etape (4)** : formulation de la matrice jacobéenne.
- **Etape (5)** : on trouve l'inverse de jacobéenne.
- **Etape (6)** : on calcule
$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

On obtient :

$$\delta_i^{(1)} = \delta_i^{(0)} + \Delta \delta_i^{(0)} \quad , \quad |V_i|^{(1)} = |V_i|^{(0)} + \Delta |V_i|^{(0)}$$

- **Etape (7)** : Le processus se répète jusqu'à ce que la tolérance suivante se vérifie $\max(\Delta P, \Delta Q) \leq \varepsilon$.
- **Etape (8)** : on prend les résultats obtenus tel que les puissances actives et réactives à générer par le jeu de barre de référence et les puissances à travers les lignes.

II.5.Choix optimal de site et taille des compensateurs SVC avec fonction multi-objective:

Un grand nombre de travaux de recherche a été réalisé sur la détermination de l'emplacement et taille optimal du compensateur SVC dans un réseau électrique. Le choix du site des compensateurs d'énergie réactive est basé sur la détermination du nœud critique du réseau, dénommé aussi le nœud faible. La compensation de l'énergie réactive en ce nœud, donne une meilleure amélioration de la stabilité de tension par rapport aux autres nœuds du système[6].

Tout d'abord, nous définirons les concepts communs à n'importe quelle méthode d'optimisation ?

II.6 Qu'est-ce qu'un problème d'optimisation

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou maximum d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquels les variables de la fonction à optimiser sont soumis à des contraintes qui évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche .dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes [7] .

II.6.1 Fonction objectif :

Equation mathématique qui représente ce qu'on désire améliorer dans un système ou dispositif. Elle est aussi appelée critère d'optimisation, fonction coût, fonction d'adaptation, ou encore performance (fonction fitness)[7].

1. Fonction Mono-Objective

Un problème d'optimisation mono-objectif est présenté sous la forme suivante[6] :

minimise $f(x,u)$ (fonction à optimiser)

2. Problème multi-objective

L'optimisation multi-objective est une branche de l'optimisation combinatoire dont la particularité est de chercher à optimiser simultanément plusieurs objectifs d'un même problème[7].

Minimiser $f_i(x,u) i = 1, \dots, Nobj$ ($Nobj$ nombre de fonction à optimiser)

- **Paramètres** : correspondent aux variables de la fonction objectif. Ils sont ajustés pendant le processus d'optimisation, pour obtenir les solutions optimales. On les appelle aussi variables d'optimisation, variables de conception ou de projet.
- **Espace de recherche** : défini par l'ensemble des combinaisons des valeurs des paramètres. Il correspond à l'espace des solutions. La dimension de l'espace de recherche est définie par le nombre de paramètres impliqués dans les solutions. On l'appelle aussi espace des paramètres.
- **Les Contraintes** : sont définies comme des conditions sur l'espace d'état que les variables doivent les satisfaire. Ces contraintes sont souvent des contraintes d'inégalité ou d'égalité et permettent en général de limiter notre espace de recherche.

$g(x,u) = 0$ Contraintes d'égalité.

$h(x,u) \leq 0$ Contraintes d'inégalité

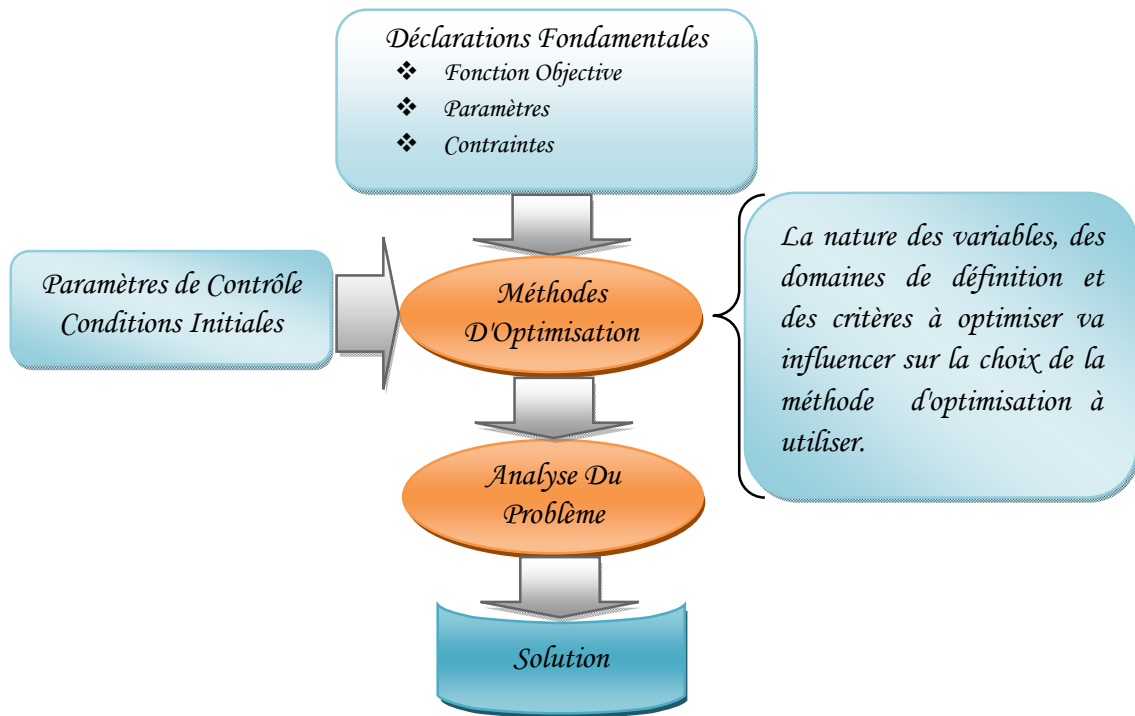


Figure II.3 : Principe de base d'une méthodologie d'optimisation.

II.7. Méthode d'optimisation

II.7.1. Classification des méthodes d'optimisations

La complexification croissante des problèmes d'optimisation, a entraîné le développement d'un grande quantité de méthodes de résolution. La globalité de ces techniques d'optimisation dans les différentes publications, se divise typiquement en deux grandes classes dont le premier classement les méthodes déterministes. Et une grande partie de l'effort de recherche, plus spécifiquement dans les domaines de la recherche opérationnelle et de l'Intelligence Artificielle, est consacré depuis une vingtaine d'années à la deuxième classe de méthodes d'optimisation.

La classification est illustrée dans la figure II.4 [23].

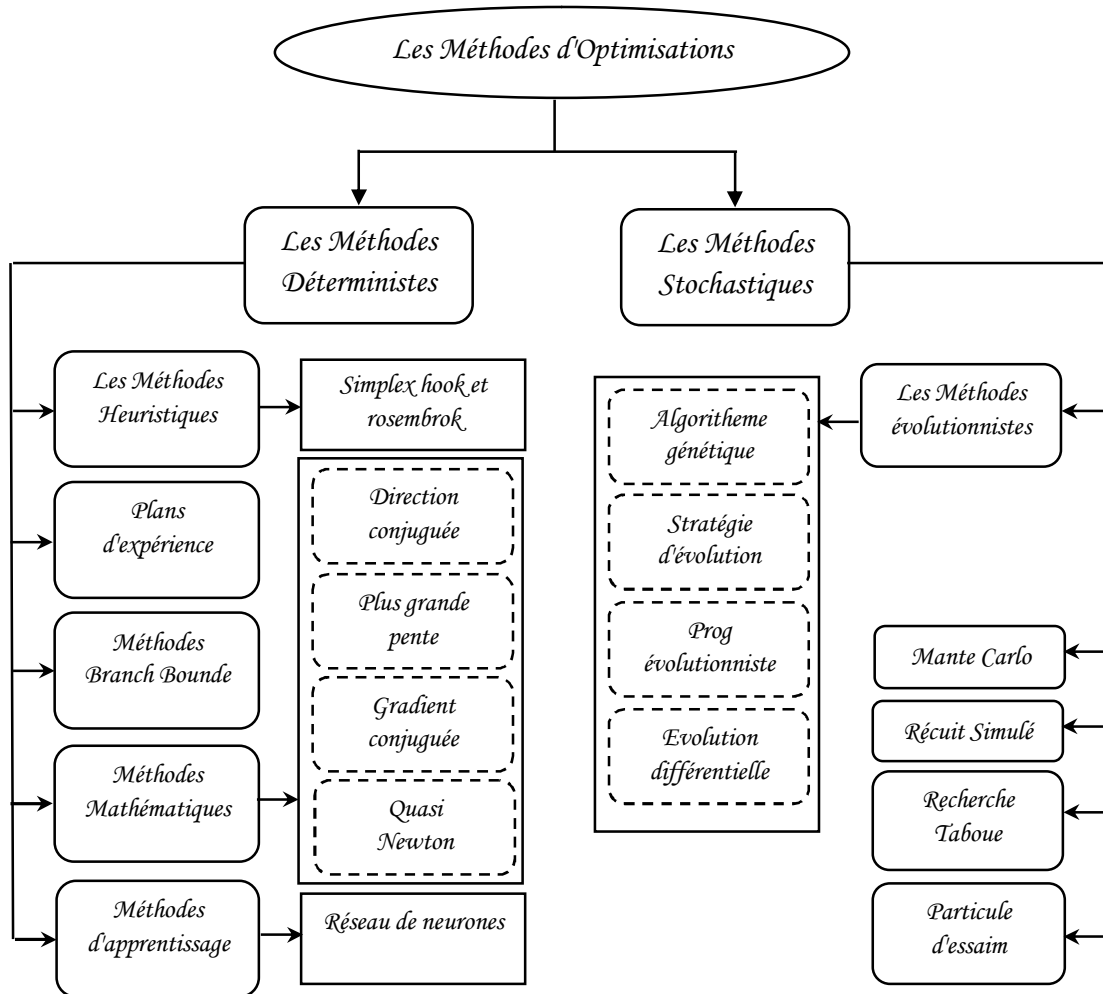


Figure II.4 : Classification des méthodes d'optimisations

II.8.Algorithme Génétique[14]

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes d'évolution de la nature : sélections, croisements, mutations, etc. Ils appartiennent à la classe des algorithmes évolutionnaires . On peut dire que l'algorithme génétique est une méthode de programmation qui repose sur le principe de l'évolution pour effectuer la recherche d'une solution adéquate à un problème.

II.8.1 Codage

Le codage utilisé par un AG est représenté sous forme d'une chaîne de bits qui contient toute l'information nécessaire pour représenter un point de l'espace de recherche. Le codage binaire est le code le plus utilisé, l'inconvénient majeur du code binaire étant que deux points proches dans l'espace des variables (voir la colonne 1 du Tableau II.1) ne sont pas nécessairement codés par deux chaînes de bits voisines (colonne 2 du Tableau II.1). On remédie en général à ce problème en utilisant le codage de Gray qui conserve une distance de Hamming de « 1 » entre deux chaînes (colonne 3 du Tableau II.1). La distance de Hamming entre deux chaînes de bits est le nombre de bits qui diffère de l'une à l'autre. Pour les deux chaînes suivantes: 111 et 100, la distance est de 2.

Le **Tableau II.1** montre un exemple du code binaire et le code Gray pour des variables entières allant de 0 et 7. On voit que la distance de Hamming est de 1 pour chaque entier dans le code Gray, alors que pour les nombres binaires, pour passer de 3 à 4, la distance de Hamming est de 3.[23]

Variables entière	Code binaire	Code Gray
0	000	000
1	001	001
2	010	011
3	011	010
4	100	110
5	101	111
6	110	101
7	111	100

Tableau. II.1 Code de Gray et code binaire pour une chaîne à trois bits

II.8.1.1 Codage binaire [7]

Ce codage a été le premier à être utilisé dans le domaine des AG. Il présente plusieurs avantages : alphabet minimum $\{0,1\}$, facilité de mise en point d'opérateurs génétiques et existence de fondements théoriques (théorie sur les schémas). Néanmoins ce type de codage présente quelques inconvénients :

1. Les performances de l'algorithme sont dégradées devant les problèmes d'optimisation de grande dimension à haute précision numérique. Pour de tels problèmes, les AG basés sur les chaînes binaires ont de faibles performances comme le montre Michalewicz .
2. La distance de Hamming entre deux nombres voisins (nombre de bits différents) peut être assez grande dans le codage binaire : l'entier 7 correspond à la chaîne 0111 et la chaîne 1000 correspond à l'entier 8. Or la distance de Hamming entre ces deux chaînes est de 4, ce qui crée bien souvent une convergence, et non pas l'obtention de la valeur optimale.

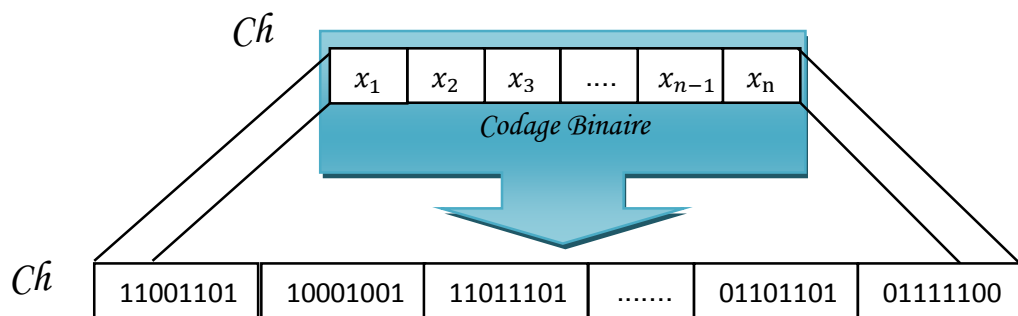


Figure II.5: Le codage binaire

II.8.1.2 Codage réel[7]:

Il a le mérite d'être simple. Chaque chromosome est en fait un vecteur dont les composantes sont les paramètres du processus d'optimisation. Par exemple, si on recherche l'optimum d'une fonction de n variables $f(x_1, x_2, \dots, x_{n-1})$, on peut utiliser tout simplement un chromosome contenant les n variables. Avec ce type de codage, la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcoding (du binaire vers le réel).

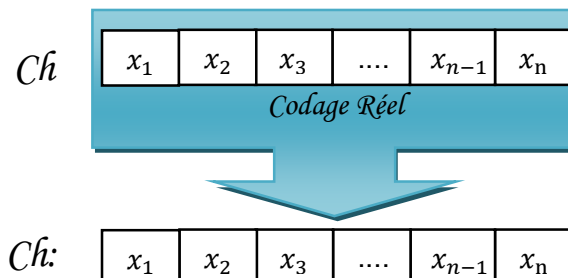


Figure II.6: Le codage réel

II.8.2 Sélection:

La sélection a pour objectif d'identifier les individus qui doivent se reproduire. Cet opérateur ne crée pas de nouveaux individus mais identifie les individus sur la base de leur fonction d'adaptation, les individus les mieux adaptés sont sélectionnés alors que les moins bien adaptés sont écartés. La sélection doit favoriser les meilleurs éléments selon le critère à optimiser (minimiser ou maximiser). Ceci permet de donner aux individus dont la valeur est plus grande une probabilité plus élevée de contribuer à la génération suivante figure II.7 [20].

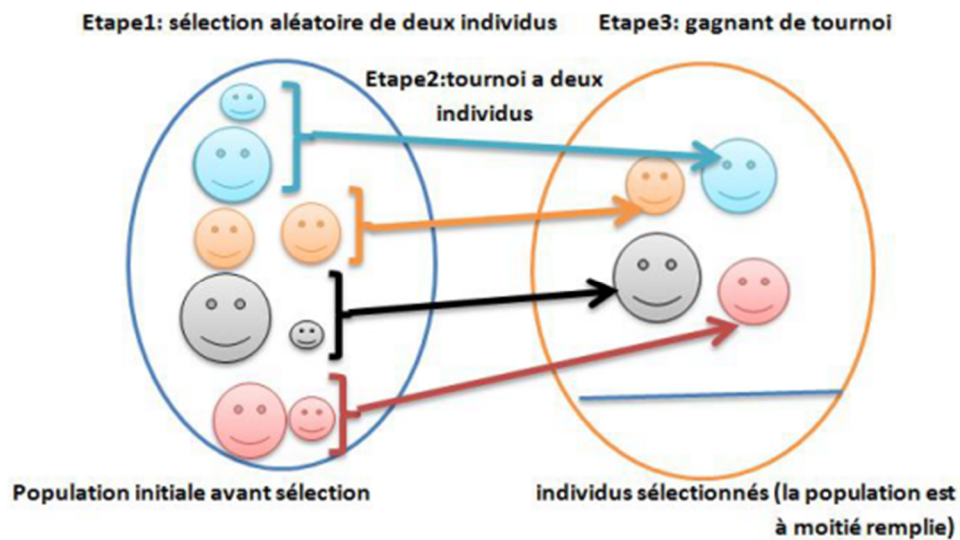


Figure II.7: représentation d'une sélection par tournoi d'individus pour un critère de maximisation (chaque individu représente une solution possible)[14]

II.8.3 Croisement

Le croisement permet de créer de nouvelles chaînes en échangeant de l'information entre deux chaînes figure II 8. Le croisement s'effectue en deux ensuite chaque paire de chaînes subit un croisement comme suit un entier k représentant une position sur la chaîne est choisi aléatoirement entre 1 et la longueur de chaîne (l) moins un ($l-1$).

Deux nouvelles chaînes sont créées en échangeant tous les caractères compris entre les positions $k+1$ et l inclusivement.

L'exemple suivant figure II.8 montre deux chaînes ($A1$ et $A2$) de longueur $l = 5$ appartenant à la population initiale. Les deux nouvelles chaînes ($A3$ et $A4$) appartenant à la nouvelle population sont obtenues par croisement à la position $k = 5$:

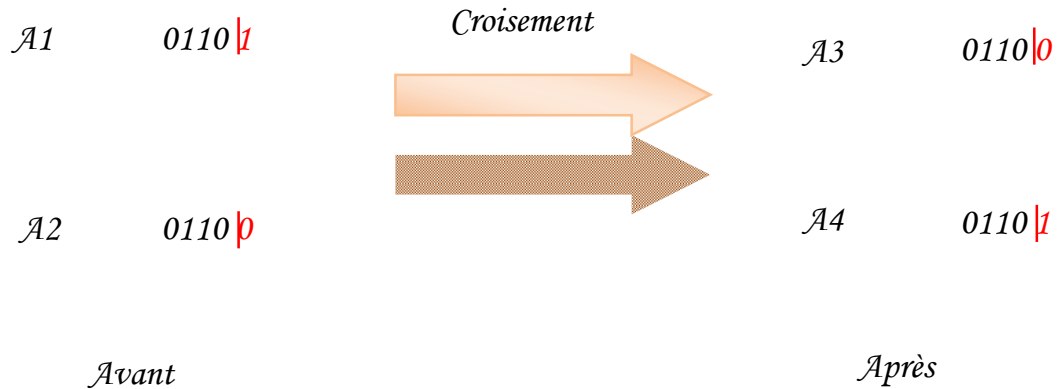


Figure II.8: Représentation d'un croisement en un point de deux chaînes.

II.8.3.1 Croisement en un point [23]

On choisit au hasard un point de croisement, pour chaque couple figure II-9. Notons que le croisement s'effectue directement au niveau binaire, et non pas au niveau des gènes. Un chromosome peut donc être coupé au milieu d'un gène.

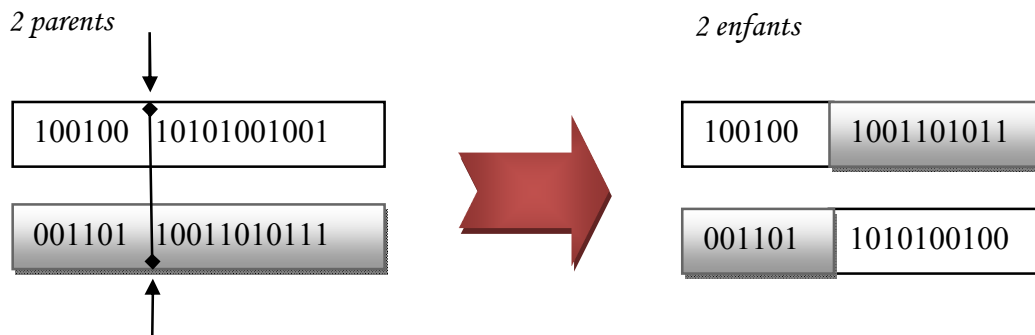


Figure II.9 : Principe de croisement en un point

II.8.3.2 Croisement en un et deux points [23]

On choisit au hasard deux points de croisement figure II.10. Par la suite, nous avons utilisé cet opérateur car il est généralement considéré comme plus efficace que la précédent. Néanmoins nous n'avons pas constaté de différence notable dans la convergence de l'algorithme.

Notons que d'autres formes de croisement existent, du croisement en K points jusqu'au cas limite du croisement uniforme.

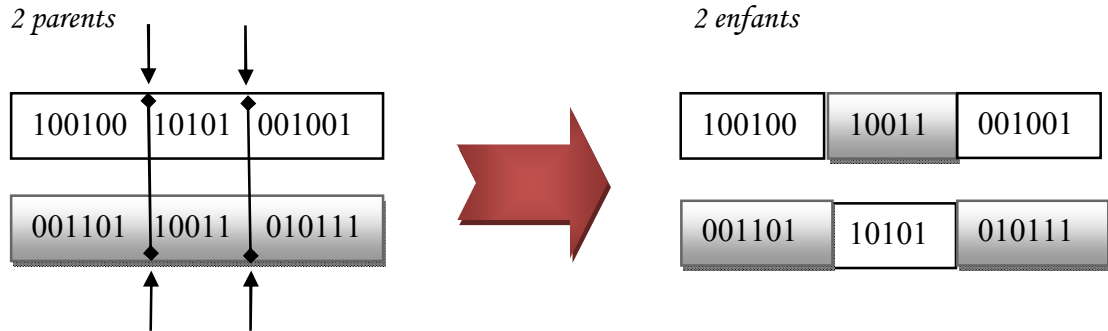


Figure II.10 : Principe de croisement en deux points

II.8.4 Mutation

La mutation est exécutée seulement sur une seule chaîne. Elle représente la modification aléatoire et occasionnelle de faible probabilité de la valeur d'un caractère de la chaîne, pour un codage binaire cela revient à changer un 1 en 0 et vice versa figure II.11. Cet opérateur introduit de la diversité dans le processus de recherche des solutions et peut aider l'AG à ne pas stagner dans un optimum local[20].



Figure II.11: Représentation d'une mutation de bits dans une chaîne

II.9 Stratégie d'optimisation par les algorithmes génétiques :

La fonction multi-objectif est considérée en recherchant une solution se composant de chacun des deux l'emplacement de SVC et taille cela réduit au minimum déviation de tension, perte de puissance active et coût d'installation décrits comme suit[26].

II.9.1 minimisation de perte active

La première fonction objective envisagée représente la minimisation des pertes actives de transmission, formulé comme suit[7]:

$$f_1 = Pert_{tot} = \sum_{k=1}^{nb} g_k [V_i^2 + V_j^2 - 2 \times V_i V_j \cos \theta_{ij}] \quad (II.20)$$

Où :

g_k : Est la conductance de la branche entre les jeux de barres i et j .

nb : Est le nombre total branches.

$V_i V_j$: Sont les modules de tension de jeux de barres,

θ_{ij} : est la différence angulaire entre les angle de jeux i et j .

II.9.2 minimisation de la déviation de tension (ΔV):

La deuxième fonction objective s'intéresse à minimiser la déviation de la tension aux jeux de charges et qui peut être formulée comme suite[7]:

Avec :

$$f_2 = \Delta V = \sum_{i=1}^b |(V_{ref} - V_i)| \quad (II.21)$$

b : Le nombre total de jeux de barres de charge.

V_{ref} : Le module de tension de référence (1.06 pu).

V_i : est la tension réelle.

La déviation de tension elle est définie comme mesure pour la qualité du service. En observant la valeur minimum de l'emplacement optimal de déviation de tension SVC peut être déterminé.

II.9.3 Minimisation de l'investissement de coût de SVC :

La troisième fonction objective s'intéresse à minimiser de l'investissement de coût du compensateur SVC . Le placement et le classement par taille optimaux du dispositif de FAITS considérant le coût d'installation du dispositif de FACTS a été vu l'installation mathématiquement formulé et on l'a calculé par l'équation[27]:

$$f_3 = C_{svc} = \sum_{k=1}^{nl} 0.0003 Q_k^2 + 0.3051 Q_k + 127.38 (\text{US\$}/\text{kVAr}) \quad (II.22)$$

Q : la puissance fournir par SVC

nl: nombre totale de SVCs

L'équation multi-objectif (II.23) associée les équation de la minimisation de pertes de la puissance active totale $Perte_{tot}$, la déviation de tension ΔV et la minimisation de coût d'installation d'un compensateur Csvc) avec les coefficients α , le β et le η .

$$f(x) = \alpha \frac{Perte_{tot}}{P_{Base}} + \beta \frac{|(V_i - V_{ref})|}{V_{Base}} + \gamma \frac{C_{svc}}{C_{max}} \quad (II.23)$$

Ou $\alpha = 33,33\%$ $\beta = 33,33\%$ $\gamma = 33,33\%$

C_{max} : le coût d'installation maximal.

II.9-4 Paramètres des algorithmes génétiques

Le code représenté par le format binaire est d'une longueur 8 bits pour chaque générateur. Les probabilités de mutation est 0.1 [23]. Le tableau II.1 montre les paramètres de l'AG utilisés pour cette simulation.

Taille de la Population	20
La mutation	0.1
Type de croisement	Croisement en un point
Type de sélection	Proportionnelle
Nombre de générations	50

Tableau II.2: Les opérateurs de l'AG – Binaire

III-9 -5 Organigramme de l'AG :

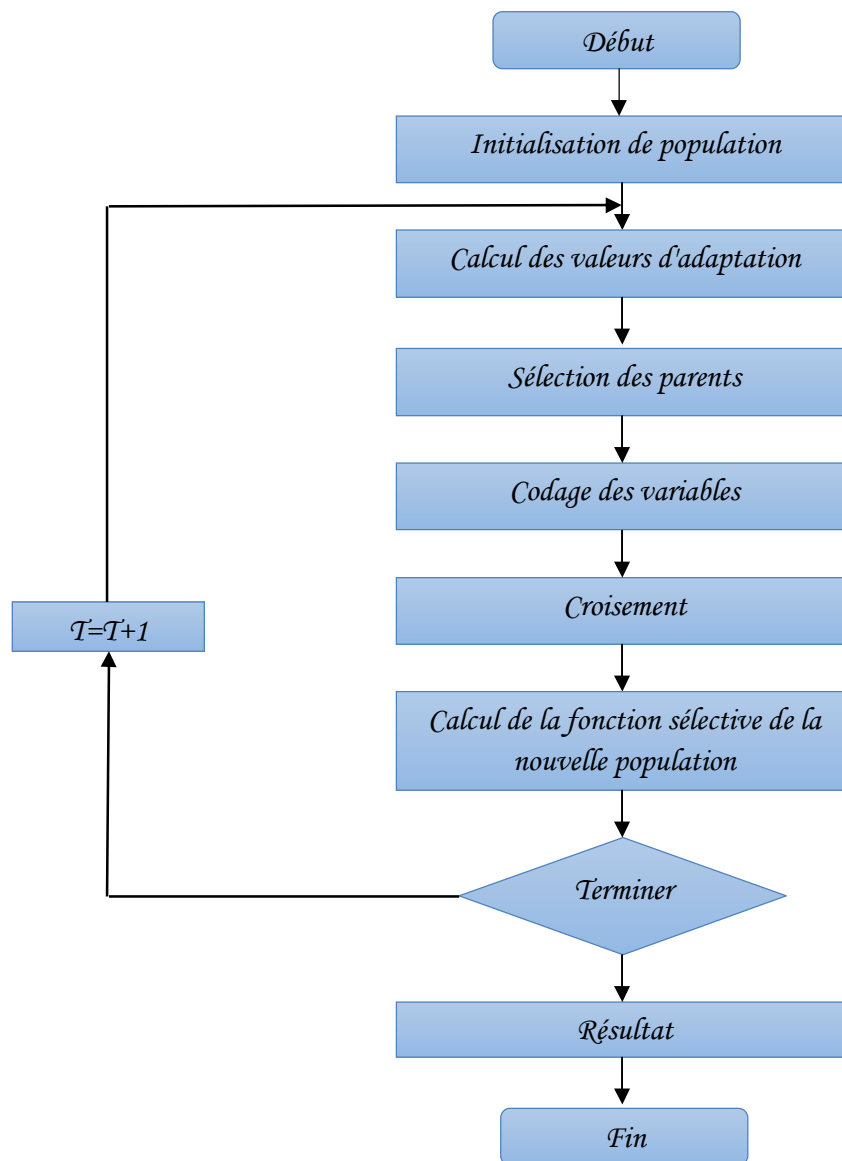


Figure II.12 :Organigramme de l'algorithme génétique

II-9-6 Les étapes de calcul de l'AG :**Etape1:** Introduction de toutes les données

Introduire tous les données concernant le réseau électrique tel que les résistances, les réactances, les angles, les tensions, ainsi que les données de l'AG comme le nombre de population et de l'itération, la probabilité de croisement et de mutation, nombre de bit.

Etape2: Initialisation

La création de la population initiale qui contiens les valeurs des puissances réactive générée où absorbé par chaque compensateur SVC (Q_i), donc chaque puissance Q_i a une valeur limite supérieur $Q_{\max}$ et une valeur limite inférieur $Q_{\min}$ (contrainte d'inégalité).

Etape3: En considération des pertes dans les lignes

La mise en œuvre du programme de N-R pour calculer les pertes dans les lignes, alors on trouve un autre population.

Etape4: Evaluation

Chaque élément de la population de l'étape 3 sera placée à la fonction objectif afin de calculer la fonction de chaque individu.

Etape5: Application des mécanismes de l'AG

Sélection : c'est choix des individus en fonction de leur fitness.

Croisement : c'est le mélange des bagages génétiques.

Mutation : le bagage génétique est modifié abruptement.

Etape6: Evaluation des nouveaux individus.**Etape7:** Critère d'arrêt

Si **iter** = **iter_{max}** : la solution optimale.

Si non : remplacement des anciens individus et retour vers l'étape 3.

II.9.7 Les avantages des algorithmes génétiques :

A noter qu'en des qualités des algorithmes génétiques est une recherche balançant efficacement entre l'exploitation des résultats obtenus et l'exploration hasardeuse de nouveaux candidats, parmi les principaux avantages des algorithmes génétiques, nous pouvons signaler:

1.La recherche d'un optimum s'effectue à partir d'une population et non d'un point unique. Ce parallélisme implicite permet de proposer plusieurs solutions différentes en fin d'exécution.

2.Il n'est pas nécessaire de savoir formaliser le problème. Seul l'évaluation de la solution doit pouvoir être faite.

Les algorithmes génétiques utilisent des règles de transition probabilistes, et non déterministes, ce qui permet de s'extraire des optima locaux.

II.10 Conclusion

Dans ce chapitre on a essayé la modalisation statique du SVC ainsi on monte le problème de l'écoulement de puissance utilisé pour calculer le point de fonctionnement du réseau puis nous allons montrer le problème d'optimisation de fonction multi-objective par AG pour des emplacements optimaux SVCs. Le prochain chapitre représente l'utilisation de (SVC) pour améliorer la stabilité dynamique du réseau électrique.

Chapitre III:

Amélioration de la stabilité dynamique par compensateur SVC

III.1 Introduction :

La demande croissante de l'énergie électrique a engendré une augmentation des transits de puissance dans les réseaux électriques. Pour conséquence, des réseaux mondiaux de plus en plus interconnectés et fonctionnant près de valeurs limites de stabilité, donc difficiles à régler et sensibles aux oscillations interrégionales. C'est dans ces conditions que les éléments FACTS (Flexible AC Transmission System) sont introduits afin d'apporter des nouvelles solutions pour améliorer les performances des réseaux de puissance. Ces dispositifs ont un rôle important à jouer dans le contrôle des transits de puissance et l'amélioration de la stabilité de tension d'un réseau électrique.

III.2 La qualité de la tension :

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement. Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales[2] :

- Fréquence.
- Amplitude.
- Forme d'onde.
- Symétrie.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir la valeur de la fréquence dans un intervalle de ± 1 % autour de sa valeur nominale et maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de ± 10 % autour de sa valeur nominale.

III.3 Instabilité de la tension :

On définit la stabilité de la tension comme la capacité de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque nœud du réseau, dans des conditions normales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation . L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification de la

condition du réseau entraîne une chute de tension progressive et incontrôlable de la tension, aboutissent en un effondrement généralisé de la tension.

III.3.1 Causes de l'instabilité de la tension :

Le phénomène de l'instabilité de la tension est attribuable à l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive.

III.4 Les phénomènes de l'instabilité de la tension :

III.4.1 Creux de tension :[9]

Les creux de tension sont produits par des court-circuit survenant dans le réseau électrique en général ou dans les installations de la clientèle (figure III.1) .Le creux de tension est caractérisé par sa profondeur ΔV et sa durée ΔT et peut être monophasé ou triphasé selon le nombre de phases concernées.

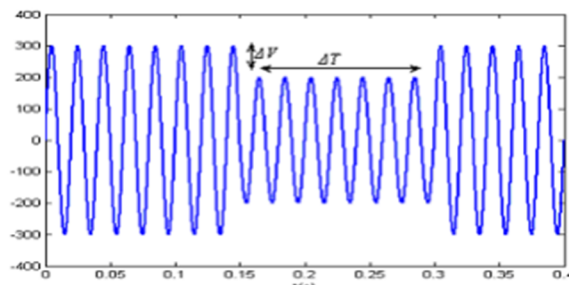


Figure III.1 : Creux de tension.

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

Les principales causes des creux de tension sont les perturbations dues à l'exploitation des réseaux comme la mise sous tension de gros transformateurs , les courts circuits, enclenchement des condensateurs , ...etc.

III.4.2 Chutes de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante[18]. Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée. C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales.[17]

III.4.3 Déséquilibre de tension:

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (figure III.2). Ceci est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire.

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trios tensions ne sont pas égaux en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° . [17][18]

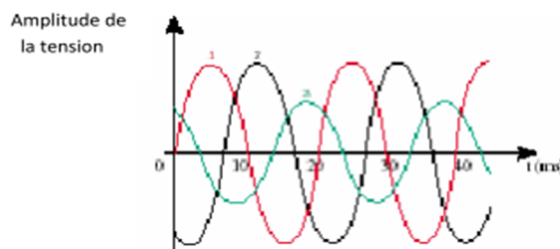


Figure III.2 Déséquilibre de tension

III.4.4 Fluctuation de tension (flicker):

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure III.3), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc...

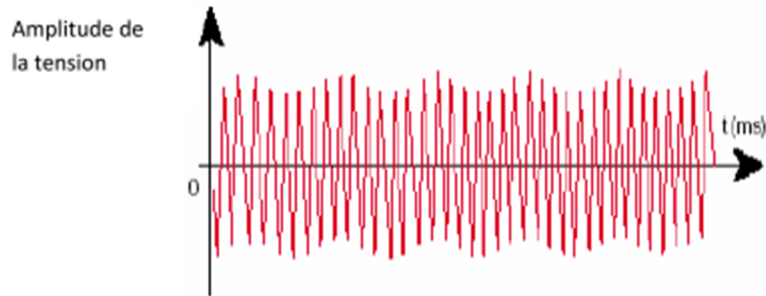


Figure III.3 Exemple de variations rapide de la tension

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque 10 %.[18]

III.4.5 Les Surtensions:

Les surtensions les plus fortes, mais heureusement peu fréquente sont du généralement au conditions atmosphérique (Foudre). Leur amplitude peut atteindre plusieurs KV dans les réseaux aériens BT. Et elles peuvent se propager même dans les réseaux BT souterrains.

Les surtensions transitoires se produisent aussi dans les installations des utilisateurs clients) lors du déclenchement d'appareils BT. Leur contenu énergétique est moindre que pour les surtensions de foudre, mais leur amplitude peut dépasser 1 KV en BT [1], ce qui présente un danger pour les circuits électroniques.

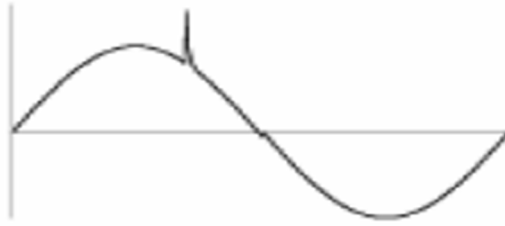


Figure. III.4 Surtension transitoire

III .5 La compensation de l'énergie réactive:

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous forme de courant alternatif par des réseaux en haute, moyenne et basse tension.

L'énergie consommée est composée d'une partie "active", transformée en chaleur ou mouvement, et d'une partie "réactive" transformée par les actionneurs électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques.

L'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie "active" ; la partie "réactive" ne peut pas être éliminée, mais doit être compensée par des dispositifs appropriés[31].

L'énergie totale soutirée au réseau de distribution sera ainsi globalement réduite.

Les économies d'énergie réalisées se chiffrent par dizaines de pour cent de la consommation globale, situant les procédés de compensation d'énergie réactive en première ligne du combat pour la réduction de l'impact des activités humaines sur l'écosystème de notre planète.

Pour les raisons évoquées ci-dessus, il est nécessaire de produire l'énergie réactive au plus près possible des charges, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau. C'est ce qu'on appelle « compensation de l'énergie réactive ».

Pour inciter à cela et éviter de sur-calibrer son réseau, le distributeur d'énergie pénalise financièrement les consommateurs d'énergie réactive au-delà d'un certain seuil.

On utilise des condensateurs pour fournir l'énergie réactive aux récepteurs inductifs.

Pour réduire la puissance apparente absorbée au réseau de la valeur S_2 à la valeur S_1 , ne doit connecter une batterie de condensateurs fournissant l'énergie réactive Q_c (figure III.5).

telle que:

$$Q_c = P.(tg \varphi_2 - tg \varphi_1) \quad (III.1)$$

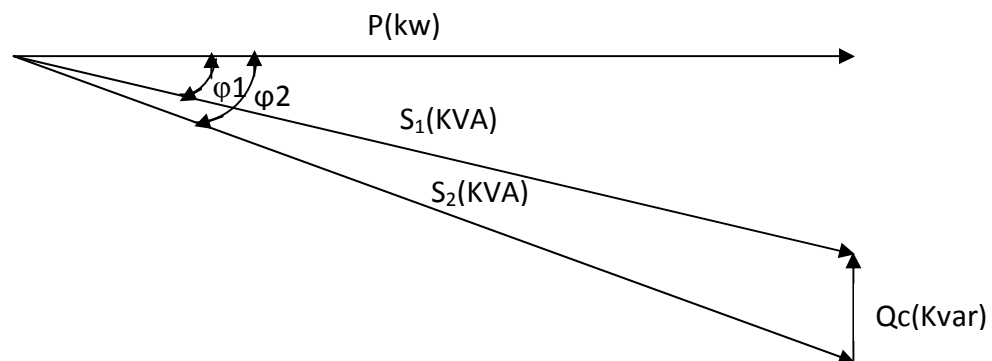


Figure III.5 : Principe de la compensation d'énergie réactive

III .5.1 Choix de la localisation:

➤ Compensation globale :

la batterie est raccordée, en tête d'installation et assure la compensation pour l'ensemble des charges. Elle convient lorsqu'on cherche essentiellement à supprimer les pénalités et soulager le poste de transformation.

➤ Compensation locale ou par secteurs :

la batterie est installée en tête du secteur d'installation à compenser. Elle convient lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

➤ Compensation individuelle :

la batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur inductif (moteur en particulier). Elle est à envisager lorsque la puissance du moteur est importante par rapport à la puissance souscrite.

Cette compensation est techniquement idéale puisqu'elle produit l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée, et en quantité ajustée à la demande.

L'intérêt économique de la compensation est mesuré; en comparant le coût d'installation des batteries de condensateurs aux économies qu'elle procure.

Le coût des batteries de condensateurs dépend :

- la puissance installée,
- le niveau de tension,
- le fractionnement en gradins,
- le mode de commande,
- le niveau de qualité de la protection.

III.6 Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive:

Dans un réseau à courant alternatif, la puissance a deux composants : la puissance active P et la puissance réactive Q liées par le déphasage φ entre le courant et la tension :

$$S = p + jQ = VI(\cos\varphi + j\sin\varphi) \quad (\text{III.2})$$

Seule la puissance active reçue par la charge peut être transformée en énergie mécanique, thermique et électrique. Quant à la puissance réactive, elle sert à l'aimantation des circuits magnétiques des machines électriques (transformateurs, moteurs) et de certains dispositifs tels que les lampes fluorescentes. On considère deux nœuds connectés par une impédance Z ($X \gg R$), l'un comme générateur d'une tension V_s et une angle de phase δ et l'autre comme un nœud de puissance et l'autre comme un nœud de puissance infinie d'une tension V_R et un angle de phase fixé à 0° [15].

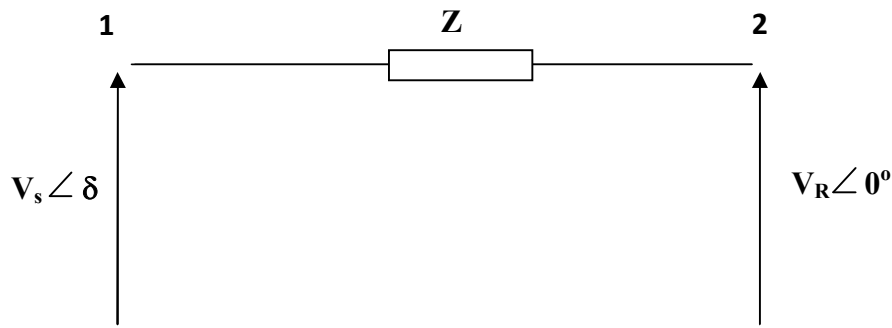


Figure III.6: modèle considéré

Les expressions de puissances active et réactive sont données par :

$$p = \frac{|V_s| |V_R|}{X} \sin \delta \quad (\text{III.3})$$

$$Q = \frac{|V_s| |V_R|}{X} \cos \delta - \frac{V_R^2}{X} \quad (\text{III.4})$$

Les paramètres sur lesquels il est possible d'agir pour contrôler l'écoulement de puissance sont :

- Les amplitudes de tensions aux extrémités de la ligne,
- L'angle de phase entre ces deux tensions,
- La réactance de la ligne de transmission.

Le transit des puissances active et réactive à travers cet élément produit des chutes de tension données par l'expression :

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \quad (\text{III.5})$$

En pratique un système de transmission n'est jamais autorisé à fonctionner près de sa limite de régime permanent, une certaine marge doit être prévue dans la réserve de puissance afin que le système supporter les perturbations telles que les variations de charge, les défauts et les manœuvres de coupure.

III.7 Les contrôles dans le problème tension / puissance réactive:

Un système est dit bien conçu s'il peut délivrer une énergie d'alimentation fiable et de bonne qualité par bonne qualité on entend un niveau de tension dans des limites acceptables.

Chaque fois que le niveau de tension en un point du système est soumis à des variations cela est dû à un déséquilibre entre la puissance fournie et consommée.

En effet quand une charge est alimentée à travers une ligne de transmission dont la tension de départ est constante, la tension de la charge dépend de l'amplitude de la charge et du facteur de puissance de la charge. La variation de tension en un nœud est un indicateur de déséquilibre entre la puissance réactive délivrée et celle consommée

cependant une importation de la puissance réactive donne une augmentation des pertes de puissances et de la chute de tension à travers l'impédance d'alimentation.

III.8 Modélisation Dynamique du SVC:

Pour l'analyse dynamique dans le domaine temporelles modèles de SVC doivent représenter son comportement uniquement en séquence système directe pour des analyses de stabilité transitoire et de stabilité dynamique (rapide et long terme). Ceci est dû au fait que la composante de séquence système inverse des éléments du SVC (condensateur et inducteur) est égale à la composante de séquence directe et que le type de connexion du SVC au tertiaire du transformateur (type Δ pour SVC type 6-impulsions et Y sans mise à la terre pour SVC type 12-impulsions) fait que l'impédance de séquence homopolaire est ouverte sans affecter celle du réseau dans les analyses des courts-circuits non-triphasés.

Pour des analyses électromagnétiques et de résonance sous synchrone, il est nécessaire d'utiliser des modèles plus élaborés, comme les modèles triphasés. Les modèles dynamiques intéressants pour cette étude sont ceux qui suivent la modélisation classique du système de régulation des générateurs, c'est-à-dire, des fonctions de transfert par modules. L'objectif principal du SVC est de commander la tension au nœud de connexion. Ainsi, le SVC utilise un système de commande en boucle fermée, référencée par la tension donnée par l'équation (II.2).

III.8.1 Modèles Standards du SVC:

Des modèles de base appropriés à des études à caractère général ont été recommandés par la ERGRE [2, 3, 6]. La Figure (III.7) représente deux modèles recommandés par la ERGRE pour la modélisation du SVC qui ont comme différence les systèmes de régulation. Ces modèles sont appropriés pour réaliser des études générales de stabilité dans lesquelles les caractéristiques spécifiques spéciales des SVCs n'affectent pas des analyses de stabilité. Ces modèles peuvent être aussi utilisés pour faire des études préliminaires sur des nouvelles installations de SVC.

Pour des études détaillées qui reflètent les particularités du SVC, les modèles utilisés dépendront de chaque type de SVC.

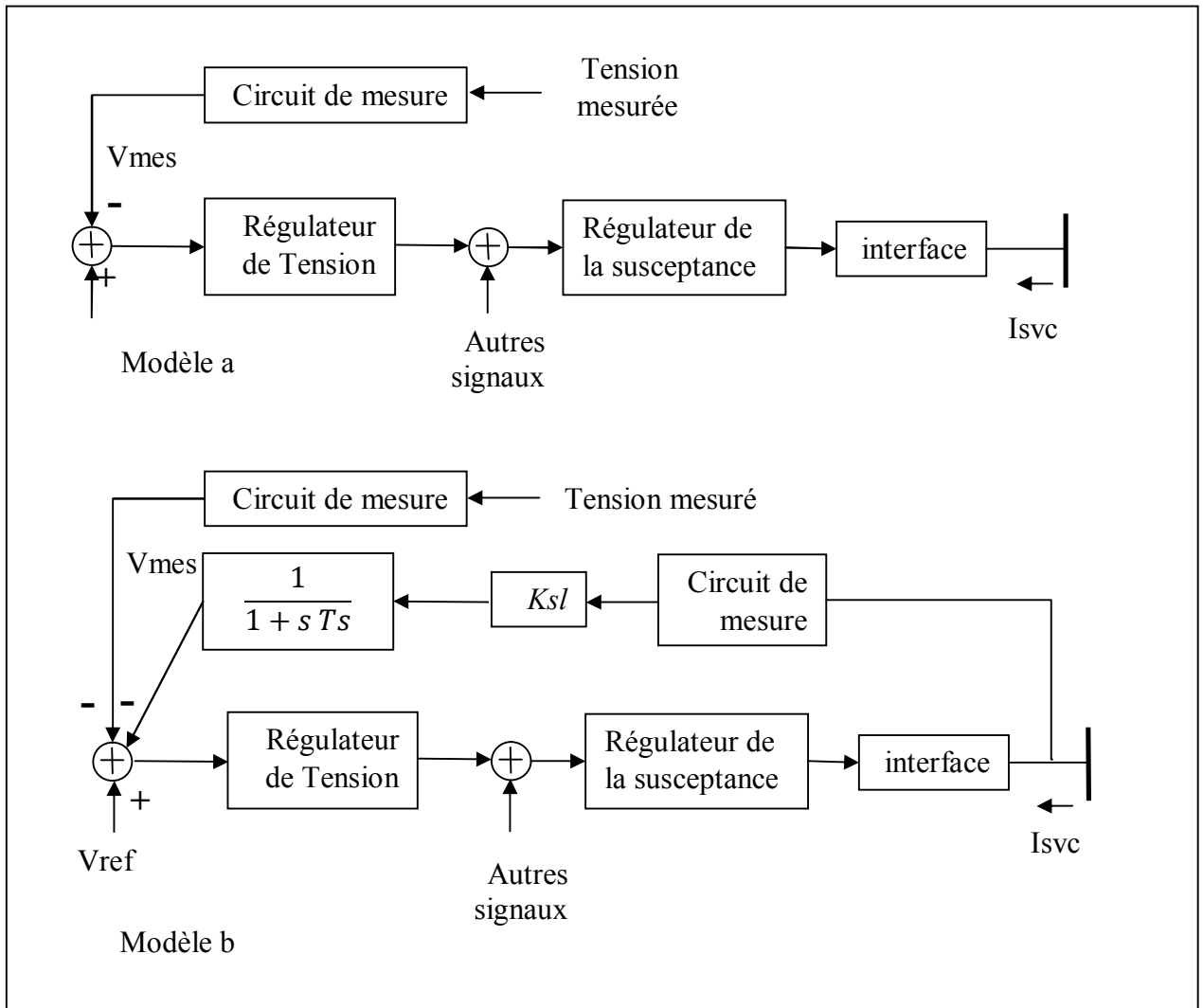


Figure III.7 Modèles Dynamiques de SVC Recommandés par la CIGRE

Fondamentalement, les modèles dynamique standards sont constitués des modules suivants:

- Module du système de mesure
- Module de régulation de tension
- Module de régulation de la susceptance
- Module de l'interface avec le réseau

III.8.1.1 Module de Mesure:

L'équipement de mesure convertit la tension et le courant triphasés en signaux quasi continus proportionnels à l'amplitude de la variable mesurée. Ce module est modélisé par un filtre passe-bas ayant la fonction de transfert suivante:

$$H_{mes} = \frac{1}{1 + sT_m} \quad (III.6)$$

$$H_{mes} = \frac{V_{mes}}{V_{réseau}} \text{ ou } H_{mes} = \frac{I_{mes}}{I_{réseau}} \quad (III.7)$$

Où T_m la constante de temps du système de mesure, avec une valeur typique comprise entre 1 et 8 ms.

III.8.1.2 Module de Régulation de Tension:

Ce module réalise la commande de tension en comparant la tension mesurée avec la tension de référence. Si on utilise un régulateur de type proportionnel Figure (III. 8.a), l'inverse du gain K_r sera égal à la caractéristique $V-I$ désirée pour le SVC (X_{SL}), c'est-à-dire,

$$K_r = \frac{1}{X_{SL}} \quad (III.8)$$

La constante du temps (T_r) est typiquement comprise entre 20 et 150 ms. Le bloc $(1 + sT_1)/(1 + sT_2)$ permet d'obtenir une marge de phase appropriée et d'améliorer l'amortissement des oscillations.

Si on utilise un régulateur de type intégral Figure (III.8.b), il est nécessaire d'introduire une boucle de courant telle qu'elle est représentée en Figure (III. 7.b)

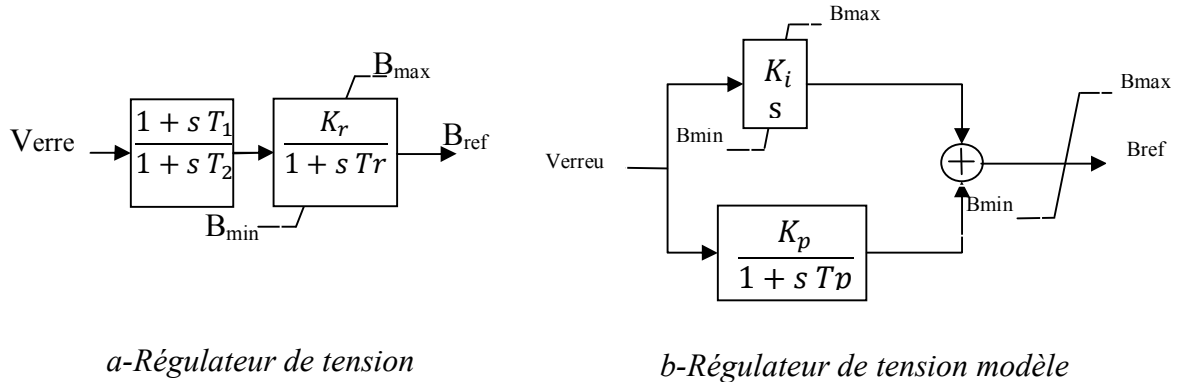


Figure III.8 Types de Régulateurs de Tension du SVC

Pour des études préliminaires, on peut choisir les constantes

$T_m = T_1 = T_2 = T_p = T_d = T_b = T_s = K_p = 0$, de telle manière que l'en puisse relier les deux modèles par les équations:

$$K_r = \frac{1}{K_p} = \frac{1}{X_{sl}} \text{ et } T_r = \frac{1}{K_{sl} K_i} \quad (\text{III.9})$$

Où K_p est le gain proportionnel et K_i est le gain intégral du régulateur du modèle 2, X_{sl} est la pente de la caractéristique V-I du SVC.

Ainsi, les réponses des correcteurs seront les mêmes avec les deux modèles. La différence pratique de l'utilisation de l'un ou de l'autre régulateur est basée sur le type de signaux mesurés. La plupart des SVC installés utilisent le régulateur intégral, qui élimine l'erreur d'état stable.

La tension mesurée et utilisée pour calculer V_{erreur} , qui aussi bien pour le régulateur proportionnel que pour le régulateur intégral, correspond à la tension primaire du transformateur de connexion du SVC au réseau, c'est-à-dire, à la tension à réguler. Alors que le courant employé est mesuré au secondaire du transformateur et il correspond au courant du SVC [10].

III.8.1.3 Module de Régulation de Susceptance:

sa fonction de transfert est donnée par l'expression suivante:

$$H_B = \frac{e^{-\delta T_d}}{1 + sT_b} \quad (\text{III.10})$$

T_d représente le temps de réponse de fonctionnement des thyristors (<< gating transport delay» - typiquement autour de 1 ms) et T_b représente la constante de temps de la séquence de régulation (<< firing sequence control» - typiquement autour de 5 ms).

III.8.2 Paramètres du SVC [10]:

L'ensemble minimum de paramètres nécessaires à la caractérisation d'un SVC sont:

- $Q_{\max}$, limite de puissance réactive inductive.
- $Q_{\min}$, limite de puissance réactive capacitive.
- $V_{\max}$ et $V_{\min}$, ces paramètres ainsi que les deux précédents définissent la pente de la caractéristique V - I. Les données caractéristiques du SVC fournies par le constructeur.
- Les paramètres dynamiques, pour le régulateur proportionnel: K_i , T_r , T_2 et T_1 , pour le régulateur intégral: K_{sl} , K_i , K_p , T_p

Le dernier groupe de données définit la caractéristique dynamique du SVC. Le gain du régulateur doit être égal à l'inverse de la pente (X_{sl}). Pour un premier calcul on peut choisir $K_1 = T_2 = K_p = T_p$. Ainsi, il n'y a à définir qu'un paramètre, K_r , pour le régulateur proportionnel et K_r pour le régulateur intégral. Selon la valeur de ces constantes on obtiendra la forme de la réponse dynamique. Pour faire ce calcul, il est nécessaire de connaître une représentation simple du réseau. Cette représentation est donnée par l'impédance de Thevnin (Z_{Th}) égale à l'inverse de la puissance de court-circuit dans le nœud de connexion du SVC.

De cette façon le système à analyser est réduit à la représentation donnée dans la Figure III.9.

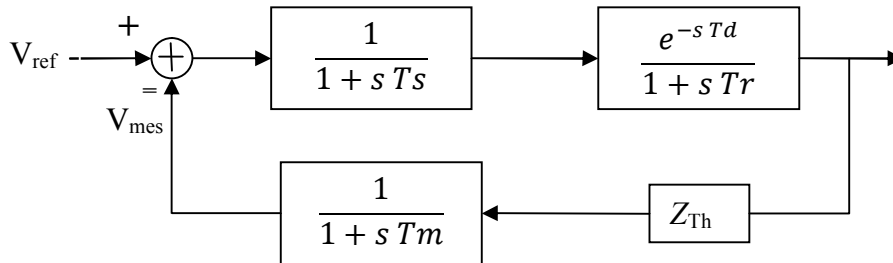


Figure III.9 Représentation Simple par Schémas Blocs d'un SVC [10]

Par ailleurs il est nécessaire de définir les valeurs des caractéristiques de la réponse temporelle du SVC qui sont données en fonction de la réponse aux sollicitations de type échelon unitaire du signal de commande[10]. Ces caractéristiques sont:

- $Q_{\max}$: limite de puissance réactive inductive.
- Temps de montée (t_r) : Temps que la réponse prend pour passer de 0,1 au 0,9.
- Temps de stabilisation (t_s) : Temps tel que la variation de la tension autour de la valeur finale soit inférieure ou égale à 2% ou 5%.
- Valeur maximum admissible ($V_{\max}$).

III.9 Applications des SVC:[12]

La compensation de puissance réactive peut être intéressante pour plusieurs applications industrielles ainsi que dans les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique pour assurer une compensation de la consommation des charges en énergie réactive, évitant ainsi que cette puissance réactive circule par le réseau tout en contribuant à :

- L'augmentation de la capacité des lignes de transport électrique.
- La contribution au maintien du plan de tension par la régulation de la tension en différents nœud du réseau.
- L'amortissement des oscillations et l'amélioration de la stabilité en lignes fiables ;
L'utilisation de compensateur en réseau électrique est en pratique très répandue dans des applications de soutien de tension et d'amélioration de la

stabilité Comme exemples d'applications industrielles classiques, on retrouve les fours à arcs et les laminoirs, tandis que les fermes éoliennes ouvrent actuellement un nouveau champ potentiel d'application.

III.10 Les Avantages des SVCs:

Le SVC présente plusieurs avantages :

- Stabiliser la tension dans les systèmes faibles.
- Réduire les pertes de transmission.
- Augmenter la capacité de transmission
- augmenter la limite de stabilité.
- Améliorer la commande et la stabilité de tension.
- Atténuer les oscillations de puissance.

III.11 Conclusion

ce chapitre est consacrée à la présentation du compensateur statique d'énergie réactive (SVC) avec le schéma électrique et le modèle dynamique ainsi l'utilisation de (SVC) pour améliorer la stabilité dynamique du réseau électrique, en lui ajoutant une boucle de régulation supplémentaire pour l'amortissement des oscillations de puissance . Le chapitre suivant sera consacré à teste et application de des dispositifs SVCs sur un réseau électrique.

Chapitre IV

Application et Simulation

IV-1 Introduction :

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisant la technologie de FACTS pour améliorer la stabilité de tension et d'oscillations dans les systèmes électriques. Cela est dû à leur efficacité et rapidité de réponse.

Ce chapitre est consacré au test l'application de compensateur statique SVC en deux régimes étude statique et étude dynamique. Les tests seront effectués sur réseau IEEE 30 Bus pour le régime statique et réseau électriques de petites échelles pour le cas dynamique.

Ces simulations ont été développés dans l'environnement Matlab version 7, et exécutés par un microprocesseur Pentium 4 avec 512 MO de RAM et 3 GHZ.

IV-2 Étude statique:

Pour des raisons économiques, il est impossible d'installer des compensateurs statiques SVC à chaque nœud et ligne dans un réseau électrique pour améliorer la stabilité de tension. Le choix du site, nombre et taille des compensateurs SVCs est basé sur l'optimisation de la fonction mono objective et fonction multi objective.

Réseau test IEEE 30 Bus :

Ce réseau constitué de «30 » jeux de barres, « 41 » ligne électriques, « 20 » charges et « 6 » générateurs au niveau des jeux de barres numéro 1, 2, 4, 5, 8, et 11 voir la Figure IV.1

La puissance demandée et la puissance de base sont respectivement, 283.4 MW et 100 MVA, Le détail de ce réseau (paramètres des lignes et jeux de barres) dans l'annexe A.

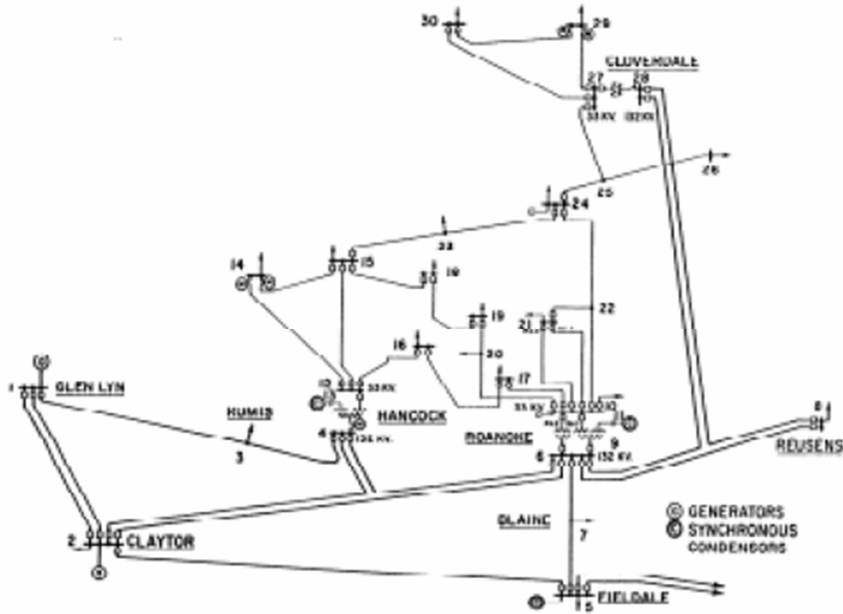


Figure IV.1 : Schéma unifilaire du réseau électrique à IEEE 30 Bus

IV-2.1 Cas 1 : Etat sain

Dans ce cas, la tension de tous les nœuds respect les contraintes de sécurité c-à-d varia entre la limite admissible et aucune nœud de charge, n'a pris une valeur au dessous de la valeur minimum de 0.90 p.u., ainsi la puissance active et réactive transitée dans les lignes inférieures à la valeur maximale.

Le tableau VI-1 représente la tension en (pu) de fonctionnement trouvé par la méthode itérative Nowten Raphson.

Nº JDB	Tension	Nº JDB	Tension	Nº JDB	Tension
1	1.0600	11	1.0820	21	0.9927
2	1.0430	12	1.0301	22	0.9931
3	1.0313	13	1.0710	23	0.9912
4	1.0243	14	1.0129	24	0.9796
5	1.0100	15	1.0065	25	0.9805
6	1.0183	16	1.0126	26	0.9621
7	1.0106	17	1.0024	27	0.9901
8	1.0100	18	0.9937	28	1.0149
9	1.0281	19	0.9894	29	0.9695
10	1.0059	20	0.9927	30	0.9576

Le tableau IV.1 Tensions du réseau électrique à 30 bus

Le Tableau IV-2 montré les pertes de puissance active et réactive, ainsi les déviations de tension et la puissance active et réactive générée obtenue par la méthode NR.

Les pertes de puissance actives (MW)	6.5836
Les pertes de puissance actives (MVAR)	-31.4235
Les déviations de tension (pu)	1.5995
La puissance active générée (MW)	289.9836
La puissance réactive générée (MVAR)	94.7765

Le Tableau IV-2 : Résultats de l'écoulement de puissance par la méthode NR.

IV-2.2 Cas 2 : Etat urgence

L'état d'urgence apparaît l'hors une variation brusque et durable ou court circuit, dans cette section on a appliqué une augmentation durable de la charge au bus 24 jusqu'à une valeur (18,7Mw ; 36,7Mvar) et (13,5Mw ; 22,3Mvar) au Bus 26.

Il est clair d'après la figure IV-2 que les contraintes de sécurité pour les modules de tension, ne sont pas dans leurs limites admissibles. La tension des jeux de barre de charge N° 24, 25, 26, 27,29 et 30 sont pris des valeurs dessous de la valeur minimum de 0.90 p.u.

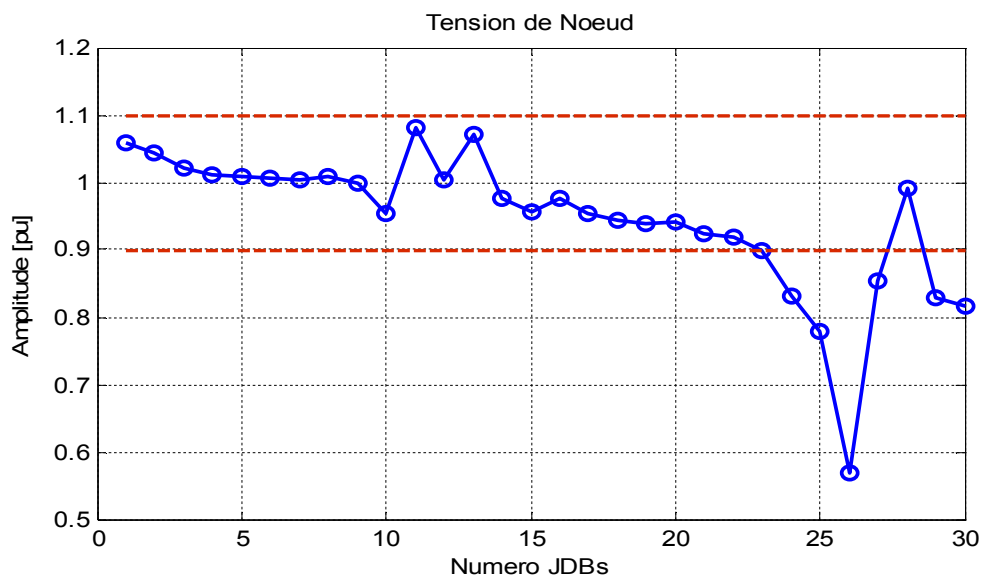


Figure IV. 2 Le module des tensions du réseau électrique à 30 Bus dans l'état d'urgence

Le problème de la stabilité de tension, est formulé dans notre cas, comme un problème d'optimisation mono et multi-objectif. La déviation de tension par rapport la tension de référence ainsi la réduction des pertes actives et le coût ont été les principales fonctions objectives à optimiser par l'algorithme standard GA. Par la suite, nous avons optimisé les trois fonctions simultanément (optimisation multi-objectif).

IV-2.2.1 Fonction mono objective:

Optimisation les déviations de tension

Dans cette condition, Le choix du site et taille des cinq (5) compensateurs d'énergie réactive SVC est basé sur l'optimisation de la fonction mono objective suivant :

$$index J = \frac{\sum_{i=1}^{nb} |(V_i - V_{ref})|}{V_{Base}} \quad (IV.1)$$

Le temps de convergence de l'AG a été acceptable, et le processus a convergé à la 37ème itération. La Figure IV-3 montre l'évolution de la déviation de tension durant le processus d'optimisation. On voit d'après cette figure que l'index J commence à partir de la valeur initiale 1, et le passage d'un point de fonctionnement à un autre, jusqu'à l'atteinte du point de fonctionnement avec placement de SVCs optimal qui correspond au index J 0.4441.

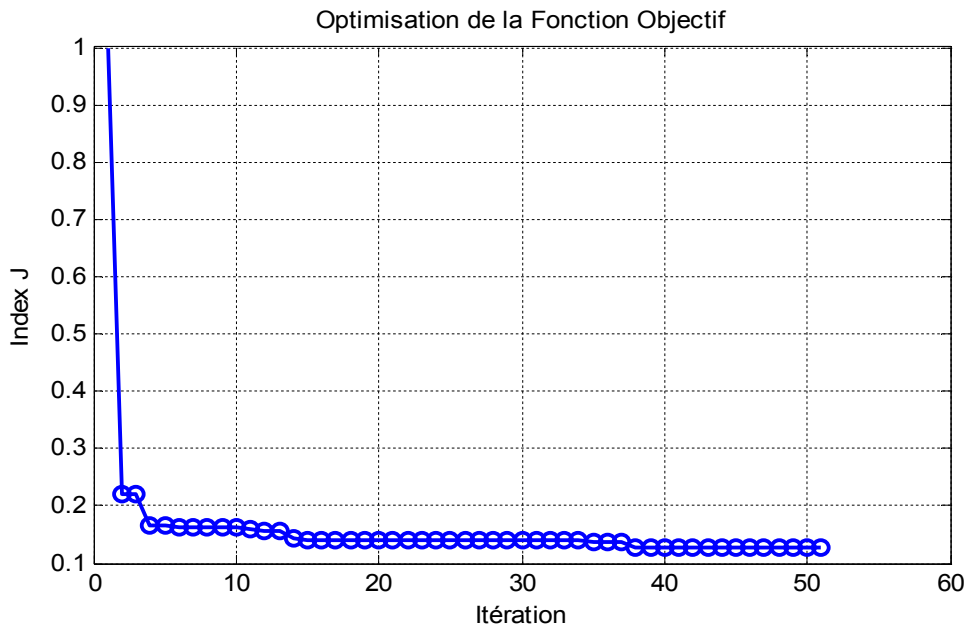


Figure IV-3 : Evolution de la fonction mono objectif par l'AG – Binaire.

Le Tableau IV-3 montré le site et la taille des compensateur SVCs, ainsi l'index J (les déviations de tension) a été réduit de -87.3% après optimisation par l'AG, Malgré que la valeur des pertes de puissance active pas encore important après l'optimisation, mais le gain de déviation de tension reste le plus significatif.

		Sans SVC	Avec SVC
Placement Optimal	10	-	26.7717
	24	-	70.0787
	26	-	21.2598
	27	-	7.8740
	28	-	66.9291
Déviation de tension		3.4978	0.4441
Index J		1	0.1270

Tableau VI-3 : Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.

D'après la convergence l'AG et l'emplacement de cinq compensateurs SVCs on remarque que les tensions avant et après l'optimisation sont beaucoup changé.

Ils sont dans leurs limites admissibles entre 0.90 p.u et 1.10 p.u. Sont d'un minimum de 1.0140 p.u. et d'un maximum de 1.0880 p.u Figure IV. 4

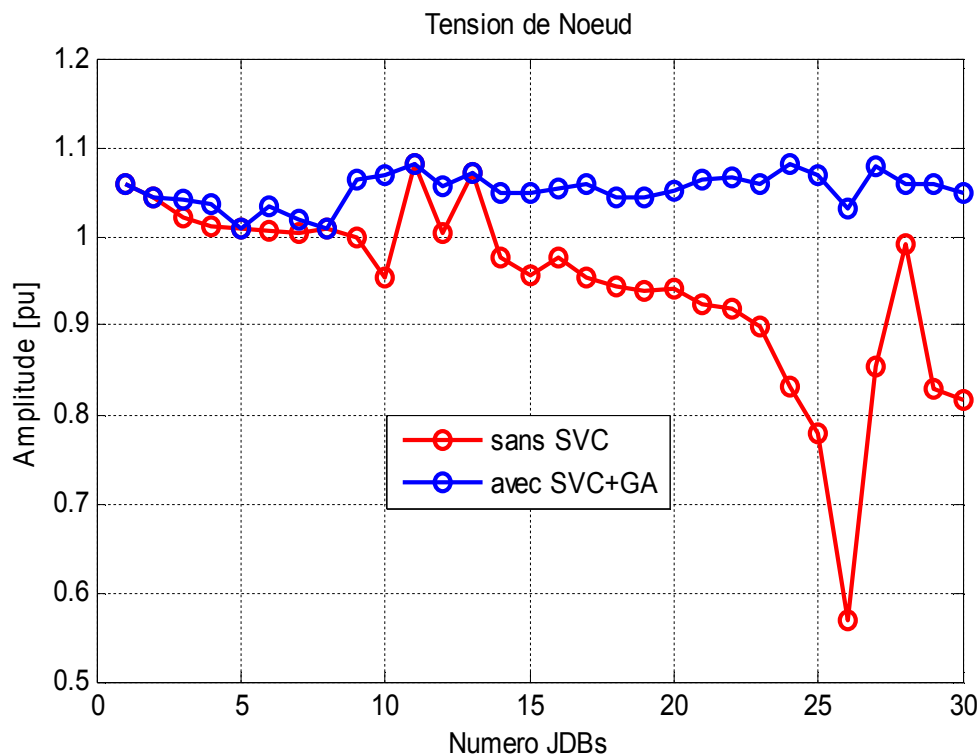


Figure IV. 4 Le module des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barr

Optimisation des pertes active

Dans ce cas on prend la fonction mono objective Eq (IV-2) comme index pour l'optimisation des pertes active par rapport des pertes active de base obtenue dans les cas d'urgence sans SVCs.

$$\text{index } J = \frac{Pert_{tot}}{P_{base}} \quad (\text{IV.2})$$

Avec:

$$Pert_{tot} = \sum_{k=1}^{nb} g_k [V_i^2 + V_j^2 - 2 \times V_i V_j \cos \theta_{ij}]$$

Il est clair d'après la figure IV-5 que les pertes de puissance actives ont diminué après l'optimisation de taille et l'emplacement des compensateurs SVCs .

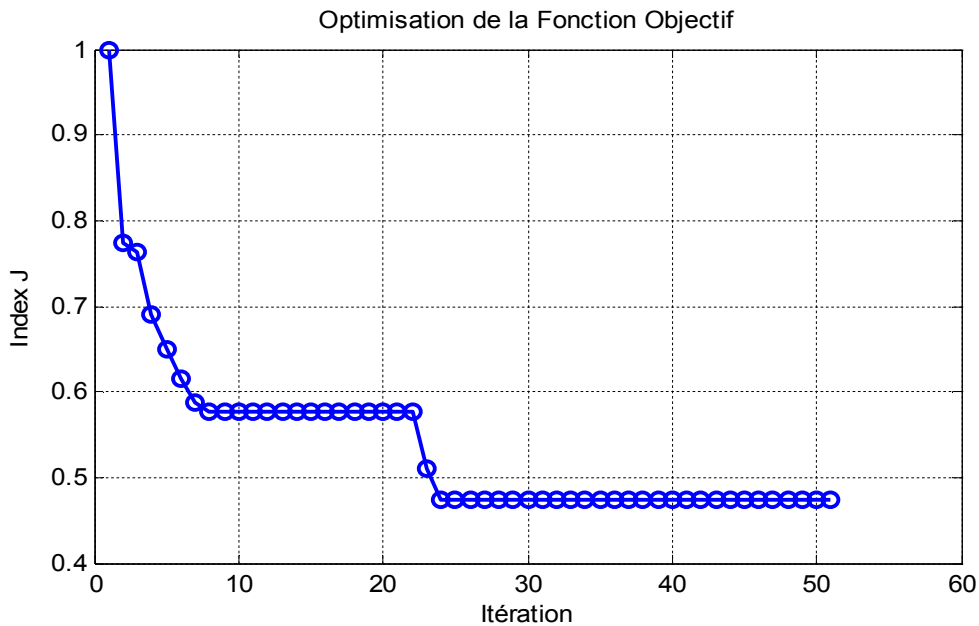


Figure IV.5 : Evolution de la fonction mono objectif par l'AG – Binaire.

Le tableau IV.4 et la figure IV.6 montré - que les pertes dans le cas urgence sans compensateurs SVCs sont de 20.7810 MW, alors qu'ils ne sont que de 9.8320 MW en appliquant l'algorithme génétique GA d'optimisation, soit une diminution de 10.949 MW (-52.68%).

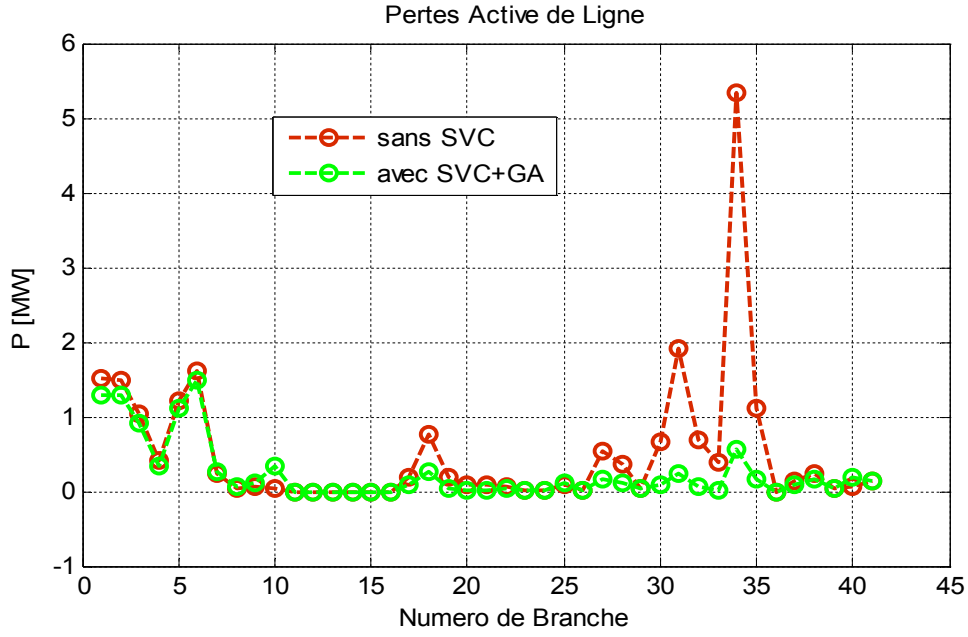


Figure IIV.6: Les pertes active du réseau électrique IEEE 30 bus

		Sans SVC	Avec SVC
Placement Optimal	6	-	38.0392
	22	-	27.8431
	24	-	36.0784
	26	-	29.0196
	28	-	30.9804
Les perte actives totale		20.7810	9.8320
Index J		1	0.4731

Tableau VI-4 : Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.

IV-2.2.1 Fonction multi objective:

Maintenant on va tester la méthode d'AG pour l'optimisation d'une fonction fortement non linéaire due a la somme des déviations de tension par rapport la tension de référence ainsi la minimisation des pertes active de transition et coût d'installation des compensateurs SVCs. La fonction objective est définit comme suit :

$$index \quad J = \alpha \frac{\sum_{i=1}^{nb} |(V_i - V_{ref})|}{V_{Base}} + \beta \frac{Pert_{tot}}{P_{base}} + \gamma \frac{\sum_{i=1}^5 C_{svc}}{C_{max}} \quad (IV.3)$$

Où $\alpha = 33.33\%$, $\beta = 33.33\%$, $\gamma = 33.33\%$

L'application a été faite sur le même réseau électrique IEEE 30 bus. Donc on utilise une fonction plus compliquée.

La Figure IV-7 montre les meilleures valeurs de la fonction multi-objective (les déviations de tension ainsi les pertes de puissance active et le coût d'installation de SVC) sélectives pour chaque génération. Nous remarquons une amélioration de la population est très rapide au début et devient de plus en plus lente à mesure que le temps passe. L'optimum a été obtenu après 9 générations L'influence selon de la taille de la population, nous montre une grande amélioration de la fonction multi objective avec l'augmentation de la taille de la population, mais elle génère une augmentation du temps d'exécution.

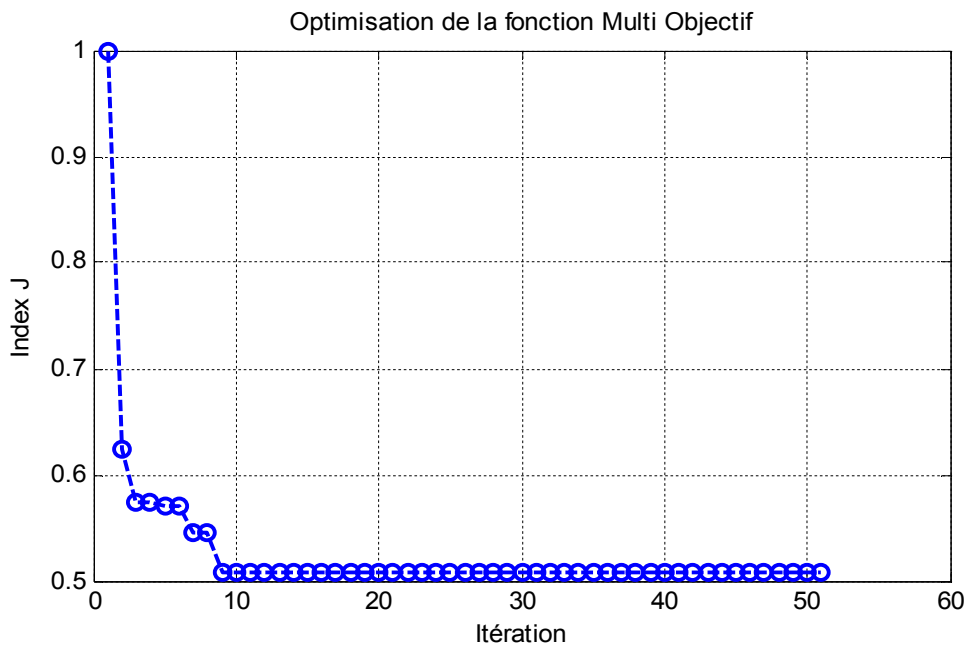


Figure IIV-7 : Evolution progressive de la fonction mut objectif de l'AG – Binaire.

Les résultats montrent les déviations de tension ainsi les pertes de puissance active et le coût d'installation de SVC. Comme illustrée dans le tableau IV.5 qui suit.

		Sans SVC	Avec SVC
Placement Optimal	10	-	47.8431
	24	-	26.6667
	25	-	8.2353
	26	-	31.3725
	28	-	66.6667
Deviation de tension		3.4978	0.5264
Le pertes actives totale		20.7810	10.6385
le coût d'installation de SVC		-	694.6063
Index J		1	0.5086

Tableau VI.5 : Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.

Les niveaux de tensions des jeux de barres trouvés par l'algorithme AG testé sur le réseau IEEE 30-Bus sont dans l'intervalle [0.9 , 1.10] Figure IV.8

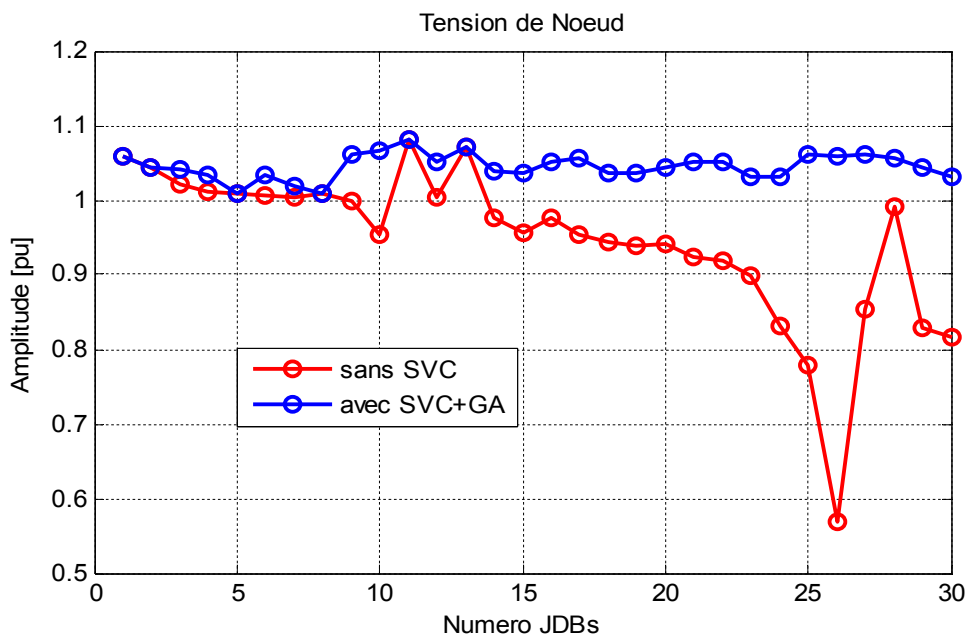


Figure IIV.8 Le module des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barr

Les niveaux d'angle des jeux de barres trouvés par l'algorithme AG testé sur le réseau IEEE 30-Bus sont dans l'intervalle [0 , -20] pu, Figure IIV.9



Figure IIV.9 Phases des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre

On peut dire que les résultats obtenus par la méthode génétique pour l'emplacement de site et taille des compensateurs SVCs montré une meilleur solution pour l'optimisation de des déviations de tension ainsi les pertes active et coût d'installation SVCs voir la Figure IIV-10-11-12

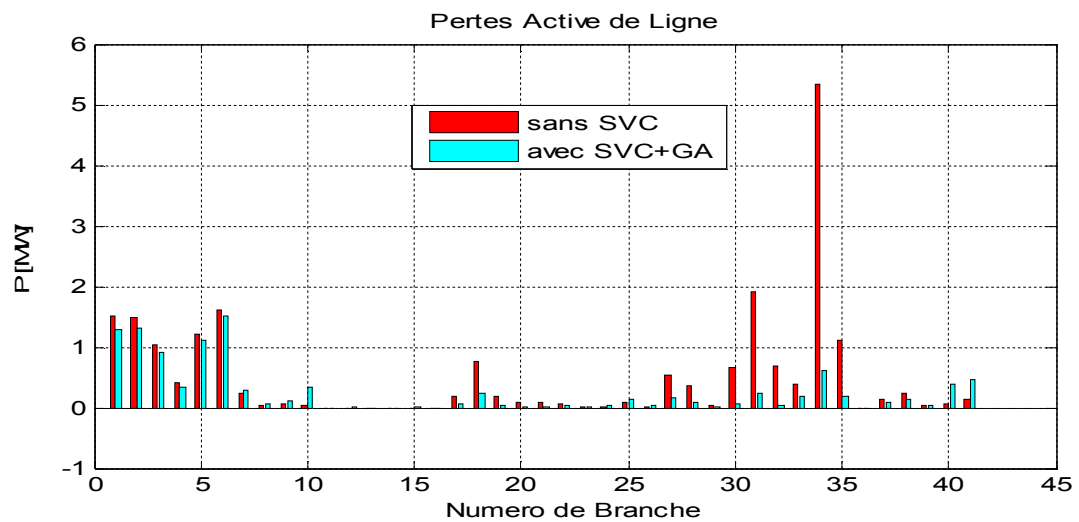


Figure IIV.10 Niveau les pertes active chaque jeu de barre sans et avec SVC

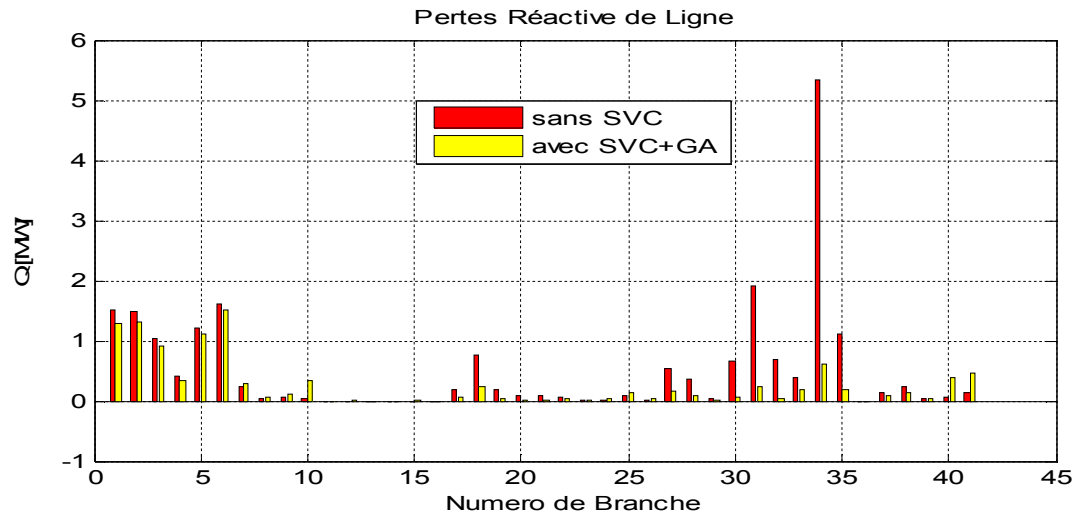


Figure IV.11 Niveau les pertes réactive chaque jeu de barre sans et avec SVC

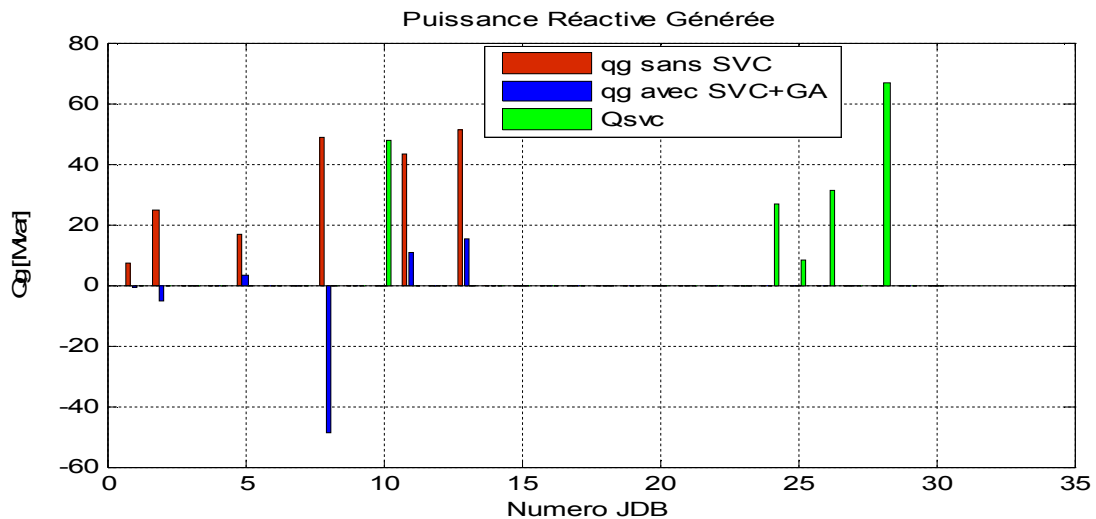


Figure IV.12 Puissance réactive de SVC et la puissance réactive générée

IV-3 Étude dynamique:

Dans cette section, nous allons procéder à l'implantation des dispositifs SVC dans un réseau électrique et assurer un amortissement satisfaisant des oscillations indésirable et maintenir une tension fortement stable dans le régime temporelle.

Le système de puissance étudié comporte une machine synchrone connectée à une charge variable de 200 Mw et 94 Mvar à travers deux lignes transport parallèles sous 230 Kv, Le dispositif SVC à (+300 Mvar /-100 Mvar) est installé sur le jeu de barres B2, comme l'illustre la figure IV-12. Les paramètres décrivant les éléments du système ont été donnés sur l'annexe C.

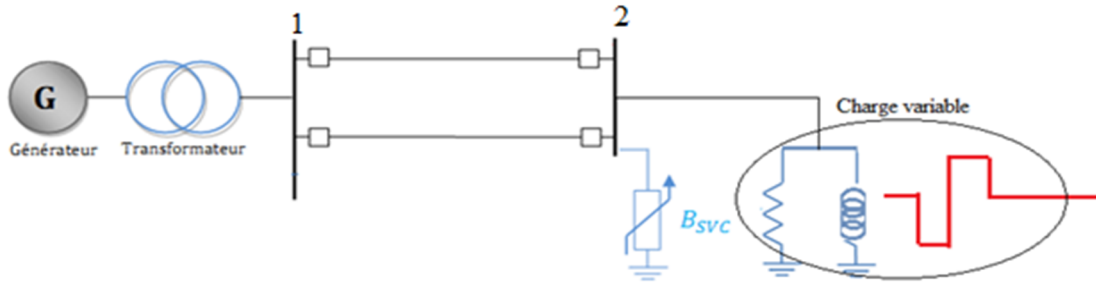


Figure IIV 13. Diagramme unifilaire du réseau

Les figures IV.13-IV.19 montrés la tension, le courant, la puissance et le facteur de puissance pour les mêmes cas de perturbations qui considérer comme une variation brusque de la charge [($t < 0.1$ P=200Mw et Q=94Mvar), ($0,1 < t < 0.4$ P=200Mw et Q=0Mvar), ($0,4 < t < 0.7$ P=200Mw et Q=376Mvar) , ($t > 0.7$ P=200Mw et Q=94Mvar)] .

. Ces résultats indiquent que l'amortissement est plus important lorsque le compensateur SVC est intègre dans le système. La stabilité du système est nettement améliorée.

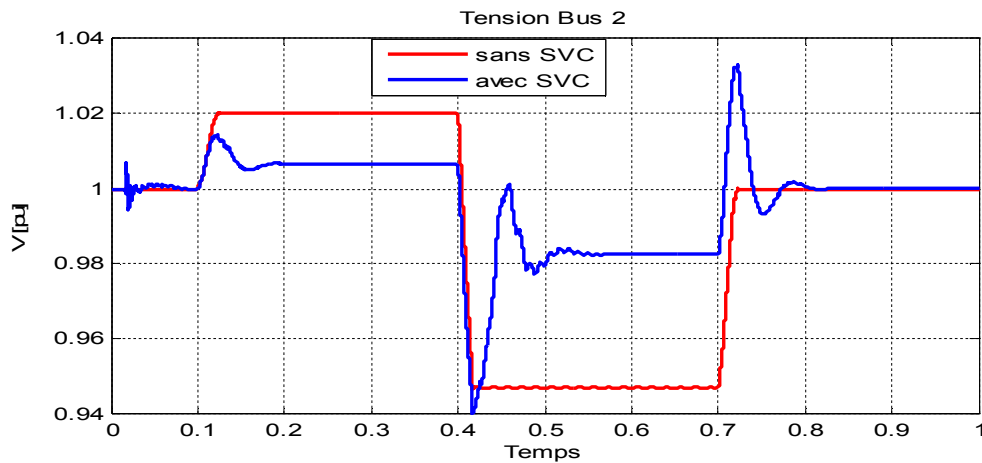


Figure IIV 14. Variation de tension Niveau BUS 2

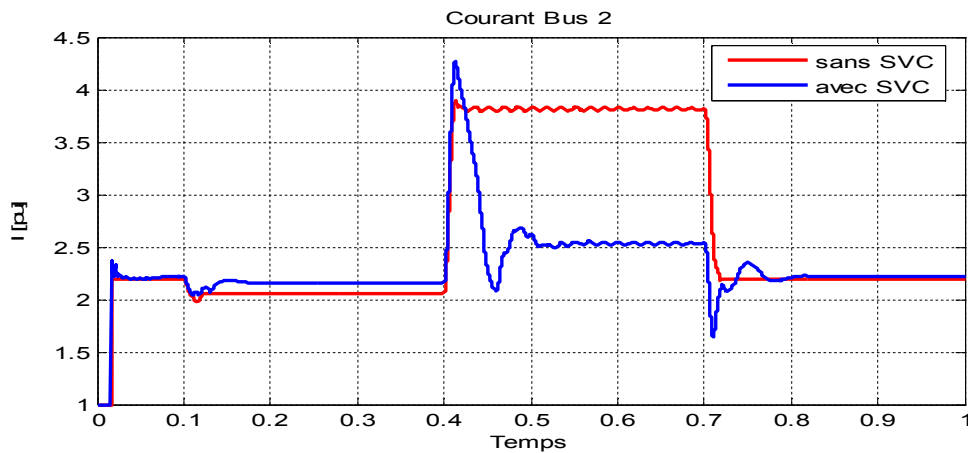


Figure IIV 15. Variation de courant Niveau BUS 2

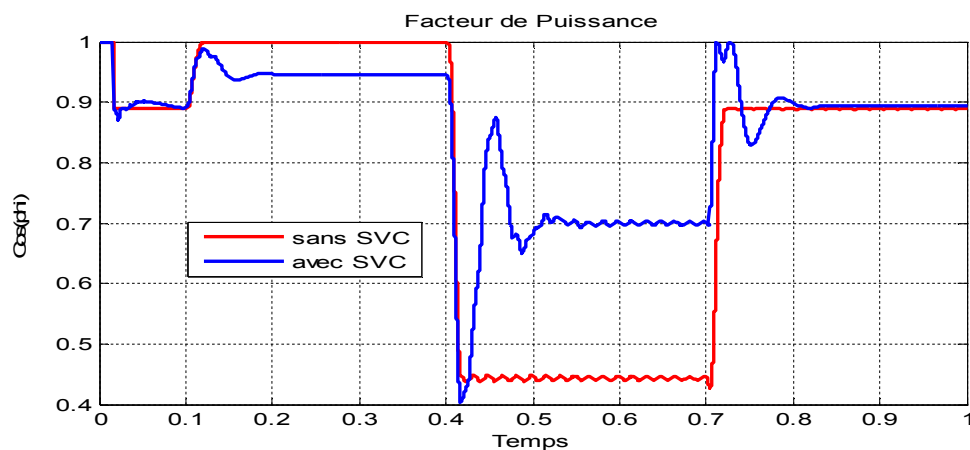


Figure IIV 16. Variation de Facteur de puissance au Niveau BUS 2

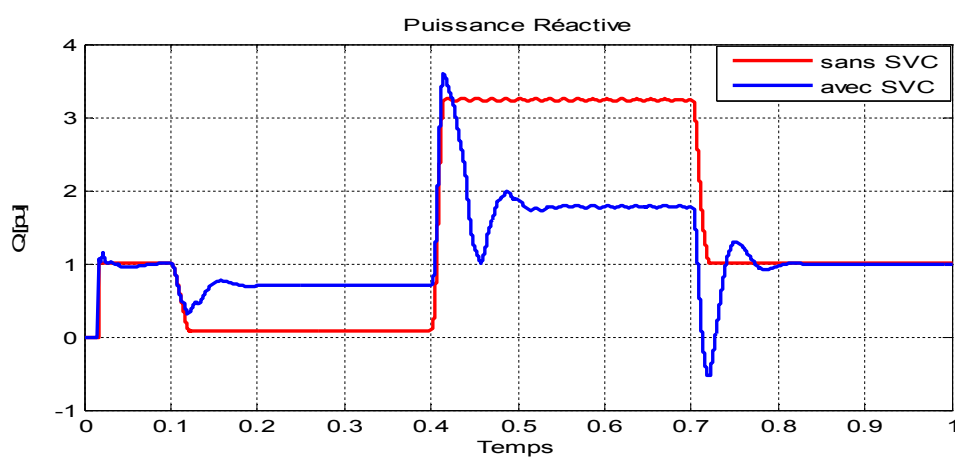


Figure IIV 17. Variation de puissance réactive au Niveau BUS 2

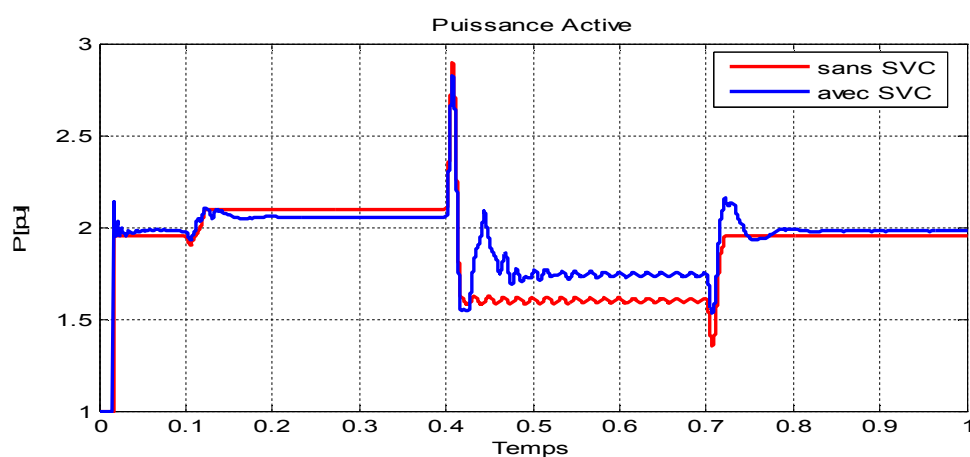


Figure IIV 18. Variation de puissance active au Niveau BUS 2

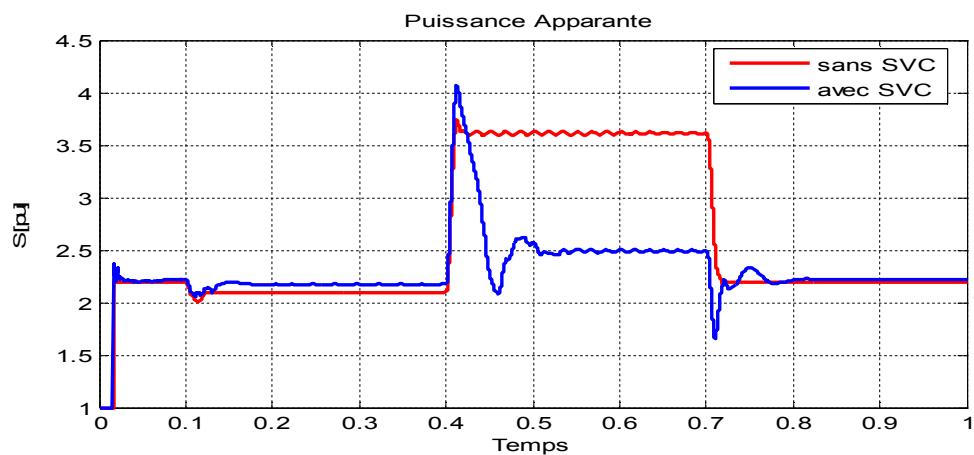


Figure IV 19. Variation de puissance apparente Niveau BUS 2

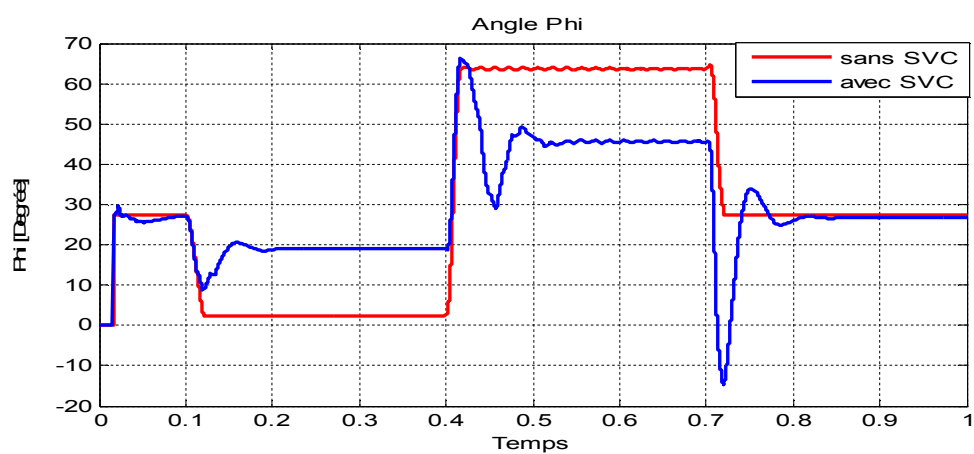


Figure IV 20. Variation de l'angle ph Niveau BUS 2

IV-4 Conclusion :

Dans ce chapitre on a essayé l'application de compensateur statique SVC. On a deux études, statique, et dynamique. Les résultats obtenus en régime statique par notre programme développé dans ce travail sous l'environnement (MATLAB), montrent clairement l'avantage d'intégrer des dispositifs, un contrôle flexible de l'énergie réactive est réalisé par un emplacement efficace du dispositif shunt (SVC) par utilisation de AG. D'après les résultats obtenus on remarque que :

- Pour cette situation, nous avons montré la possibilité d'améliorer le niveau de tension en utilisant le dispositif SVC.
- Réduction des pertes de l'énergie active.
- amélioration l'investissement de coût d'installation SVC.
- Les résultats obtenus montrent que le dispositif de contrôle SVC peut jouer un rôle très important
- dans le domaine de la compensation des puissances réactives et le contrôle des tensions des différents nœuds.

en régime dynamique le dispositif de contrôle SVC peut jouer un rôle très important dans le domaine de la compensation des puissances réactives et le contrôle des tensions. D'après les résultats obtenus on remarque que le compensateur dynamique shunt SVC qui a été injecté dans le réseau, a influé positivement sur le réseau qu'on a étudié.

Conclusion Générale

Les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission system) sont pressentis pour l'amélioration des performances des réseaux de transport et d'interconnexion. Le développement des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux soutenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité, la flexibilité et aussi la qualité de l'énergie dans les réseaux électriques.

L'étude présentée dans ce mémoire porte sur , la stabilité de tension d'un réseau en présence des dispositif FACTS en appliquant des algorithmes génétiques pour l'optimisation choix optimal de la taille et site du SVC avec de fonction multi objectif. Pour concrétiser l'optimisation envisagée on a traité le problème d'optimisation en minimisant trois importantes fonctions objectifs qui ont une influence directe sur ce grandeur électrique, la première représente la minimisation des pertes actives totales dans les lignes de transmission, tandis que la deuxième fonction objectif tient compte de l'effet de la déviation de tension dans les jeux de barres de charge, la troisième fonction représenté l'investissement de cout d'installation du compensateur SVC.

Ainsi La recherche rapportée dans ce mémoire est motivée par le souci de perfectionner le contrôle des puissances réactives et des tensions dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen de dispositifs FACTS, comme celle comportant une branche de réactance commandée par thyristors, tel que le compensateur statique de puissance réactive SVC « Static Var Compensator SVC ».Le contrôleur dynamique shunt SVC est un dispositif FACTS qui permet de régler la tension et d'amortir les oscillation due à des perturbation et amélioré de la stabilité en lignes fiables dans les réseaux électriques.

Pour des futurs travaux, l'action suivante à mener c'est de chercher un champ d'application de ces méthodes pour des grands réseaux pratiques tel le réseau National Sonelgaz.

Aussi, nous proposerons l'application d'autres méthodes de simulation pour le choix des emplacements des contrôleurs, comme par exemple la méthode Monté-Carlo et la méthode Cross-Entropy qui peuvent aborder des problèmes combinatoires de grande dimension, ce qui est le cas de la majorité des problèmes de recherche des emplacements optimaux. On a ainsi proposé un grand nombre de travaux de recherche qui ont été réalisés sur le réglage optimal des paramètres des contrôleurs FACTS dans un réseau électrique. Ils se différencient principalement les uns des autres par :

- La méthode d'analyse de la stabilité.
- La méthode d'optimisation.
- La fonction objective.

Bibliographie

[1]: **BESANGER Yvon** « *Etude des FACTS (Flexible AC Transmission System) et de leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion* » Thèse de Doctorat, Département de Génie Electrique, Université de l'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, 05 Juillet 1996.

[2]: **Jean-Christophe Passelergue** « *Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques* », Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, Département de Génie Electrique, 1998. French.

[3]: **OUALI Abdelhamid** « *Evaluation de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par les Réseaux Neurones Artificiels et les Plans d'Expériences* » Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, USTHB, 2008.

[4]: **MOKHNACHE Madiha** « *Etude de la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique avec des dispositifs FACTS* », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Université Ferhat Abbas - Steif , 2012.

[5]: **HAMADOU Zakaria** « *Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique* », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Université de Steif -1, 2012.

[6]: **Rabah BENABID** « *Optimisation Multi-objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques* », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Département Génie Electrique, Université Amar Telidji – Laghouat, 2007.

[7]: **ZITOUNI Fares** « *Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux*

Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Université Ferhat Abbas - Steif , 2010.

[8]: **GHOLOPOUR SHAHRAKI Eskandar** « *Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques* », Thèse de Doctorat, Département en Génie Electrique, Université Henri Poincaré, Nancy-1, 2003.

[10]: **Abdelaàli ALIBI** « *Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems)* », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Université de Batna , 2009

[9]: **MANESER Nabil** « *Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS)* », Mémoire de Magistère, Département de Génie Electrique, Université Mohamed Khider – Biskra, 2012.

[11]: **Yvon Besanger** « *Vers L'amélioration de la Securite des Réseaux Electriques de Puissance* », Département de Génie Electrique, Université de l'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, 2006.

[12]: **AY Adelouahab** « *Modélisation et Analyse d'Un Compensateur Statique : SVC* », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique Option Réseaux Electrique, Université de Batna , 2013.

[13]: **SADEGHZADEH Seyed Mohammad** « *Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC* », Thèse de Doctorat, Département de Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1998. French.

[14]: **PETITCLAIR Patrice** « *Modélisation et Commande de structures FACTS : (Flexible Alternative CUITent Transmission System) Aapplication au STATCOM (STATic COMpensator)* », Thèse de Doctorat, Département de Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1997.

[15]: **MAMMERI Oussama** « *Différentes Méthodes de Calcul de Puissance Réactive dans une Nœud à Charge non Linéaire en Présence d'un Système de Compensation*

de L'énergie », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique Option Réseaux Electrique, Université de Batna , 2011/2012.

[16]: **RIOS Mario Alberto** « *Modélisation pour Analyses Dynamiques des Réseaux Electriques avec Compensateurs de Puissance Réactive " SVC" »* », Thèse de Doctorat, Département de Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1998.

[17]: **NGUYEN DUC Huy** « *Amélioration de l'Amortissement des Oscillations de Puissance du Réseau Electrique avec les Dispositifs FACTS et les Mesures à Distance* », Thèse de Doctorat, Département de Génie Electrique, Ecole de Technologie Supérieure Université du Québec, Montréal, 2011.

[19] : **HIDALGO-TWIA Emesto** « *Modélisation et Analyse de Stabilité du Circuit Compensateur Statique Variable* », Mémoire de Magister, Département , Ecole de Polytechnique de Montréal, Canada.

[20]: **BOUABDALLAH Amara** «*Application des algorithmes génétiques Au dispatching économique et environnemental* », Mémoire de Fin d'Etudes En vue de l'obtention du diplôme: MASTER, Département de Génie Electrique, Université Mohamed Khider Biskra, 2012.

[21]: **BOUTABA Samia** « *Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC* », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Université Hassiba Ben Bouali – Chlef, 2009.

[22] : **SEKHANE Hocine** « *L'optimisation de la Puissance Réactive et le Contrôle de Tension à Travers L'incorporation des Dispositifs FACTS* », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Université de Constantine 1, 2013.

[23] : **GACEM Abdelmalek** «*Utilisation des Méthodes d'Optimisations Métaheuristiques Pour La Résolution Du Problème De Répartition Optimale De La Puissance Dans les Réseaux Electriques* », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Centre Universitaire d'El-oued, 2010.

[24] : **MERHOUM Amina** «*Optimisation Des Techniques De MLI Pour Les Equipements FACTS A Base D'onduleur* » , Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Mohamed Boudiaf - d'Oran, 2013.

[25] : **MOUASSA Souhil** «*Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS* » , Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Université Ferhat Abbas - Steif , 2012.

[26] : **REZA SIRJANI, AZAH MOHAMED, HUSSAIN SHAREEF** «*A Hybrid BCO/HS Algorithm for Optimal Placement and Sizing of Static Var Compensators in Power Systems* » , Department of Electrical, Electronic and Systems Engineering, Universiti Kebangsaan Malaysia (UKM), 43600 Bangi, Selangor, Malaysia.

[27] : **Ankita Singh, Shishir Dixit** «*Placement of SVC for Multi-objective Function using RCGA* » , Department of Electrical Engineering Madhav Institute of Tech. & Sc Gwalior, India, International Journal of Computer Applications (0975 – 8887) Volume 120 – No.11, June 2015.

[28] : **Tarik ZABAIU** «*COORDINATION DES RÉGULATEURS CONVENTIONNELS DES MACHINES SYNCHRONES ET DES COMPENSATEURS STATIQUES (SVCS)* » , Thèse de Doctorat, Département de Génie Ph.D, Ecole de Technologie Supérieure Université du Québec, Montréal, 2010.

[29] : **HADDAD SALIM** «*COMPENSATION D'ENERGIE REACTIVE PAR CONVERTISSEUR STATIQUE.*», Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Université Badji Mokhta Anaban 2006.

[30]: **Lamia KARTOBI** «*Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essaims Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques* » , Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, USTHB, 2006.

[31]: **schneider** «*La compensation de l'énergie réactive* » ,

Annexe : A

Réseaux électrique à 30 jeux de barres

Tableau A.1.1 :Données des lignes du réseau électrique à 30 J.d.B.

Du J.D.B	Au J.D.B	$r(pu)$	$x(pu)$		n°branche
1	2	0.0192	0.0575	0.02640	1
1	3	0.0452	0.1852	0.02040	2
2	4	0.0570	0.1737	0.01840	3
3	4	0.0132	0.0379	0.00420	4
2	5	0.0472	0.1983	0.02090	5
2	6	0.0581	0.1763	0.01870	6
4	6	0.0119	0.0414	0.00450	7
5	7	0.0460	0.1160	0.01020	8
6	7	0.0267	0.0820	0.08500	9
6	8	0.0120	0.0420	0.00450	10
6	9	0.0000	0.2080	0.00000	11
6	10	0.0000	0.5560	0.00000	12
9	11	0.0000	0.2080	0.00000	13
9	10	0.0000	0.1100	0.00000	14
4	12	0.0000	0.2560	0.00000	15
12	13	0.0000	0.1400	0.00000	16
12	14	0.1231	0.2559	0.00000	17
12	15	0.0662	0.1304	0.00000	18
12	16	0.0945	0.1987	0.00000	19
14	15	0.2210	0.1997	0.00000	20
16	17	0.0824	0.1923	0.00000	21
15	18	0.1073	0.2185	0.00000	22
18	19	0.0639	0.1292	0.00000	23
19	20	0.0340	0.0680	0.00000	24
10	20	0.0936	0.2090	0.00000	25
10	17	0.0324	0.0845	0.00000	26
10	21	0.0348	0.0749	0.00000	27
10	22	0.0727	0.1499	0.00000	28
21	22	0.0116	0.0236	0.00000	29
15	23	0.1000	0.2020	0.00000	30
22	24	0.1150	0.1790	0.00000	31
23	24	0.1320	0.2700	0.00000	32
24	25	0.1885	0.3292	0.00000	33
25	26	0.2544	0.3800	0.00000	34
25	27	0.1093	0.2087	0.00000	35
28	27	0.0000	0.3960	0.00000	36
27	29	0.2198	0.4153	0.00000	37
27	30	0.3202	0.6027	0.00000	38
29	30	0.2399	0.4533	0.00000	39
8	28	0.0636	0.2000	0.02140	40
6	28	0.0169	0.0599	0.06500	41];

Tableau A.1.2 :Données des jeux de barres du réseau électrique à 30 J.d.B.

N° J.D.B	V(pu)	(dégre)	Pg(MW)	Qg(MVA R)	Pd(MW)	Qd(MVAR)	N° branche
1	1.060	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	1
2	1.043	0.00	80.00	0.00	21.70	12.7	2
3	1.000	0.00	0.00	0.00	02.40	01.2	3
4	1.006	0.00	0.00	0.00	07.60	01.6	3
5	1.010	0.00	50.00	0.00	94.20	19.0	2
6	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
7	1.000	0.00	0.00	0.00	22.80	10.9	3
8	1.010	0.00	20.00	0.00	30.00	30.0	2
9	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
10	1.000	0.00	0.00	0.00	05.80	02.0	3
11	1.082	0.00	10.00	0.00	00.00	00.0	2
12	1.000	0.00	0.00	0.00	11.20	07.5	3
13	1.071	0.00	10.00	0.00	00.00	00.0	2
14	1.000	0.00	0.00	0.00	06.20	01.6	3
15	1.000	0.00	0.00	0.00	08.20	02.5	3
16	1.000	0.00	0.00	0.00	03.50	01.8	3
17	1.000	0.00	0.00	0.00	09.00	05.8	3
18	1.000	0.00	0.00	0.00	03.20	00.9	3
19	1.000	0.00	0.00	0.00	09.50	03.4	3
20	1.000	0.00	0.00	0.00	02.20	00.7	3
21	1.000	0.00	0.00	0.00	17.50	11.2	3
22	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
23	1.000	0.00	0.00	0.00	03.20	01.6	3
24	1.000	0.00	0.00	0.00	08.70	06.7	3
25	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
26	1.000	0.00	0.00	0.00	03.50	02.3	3
27	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
28	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
29	1.000	0.00	0.00	0.00	02.40	00.9	3
30	1.000	0.00	0.00	0.00	10.60	01.9	3

Annexe :B**Le programme principale****(en Matlab)****Méthode Newton- Raphson**

DATA

affichage1

%%%%%%%%%%%%%%CALCULE LE MATRICE D'ADMITANCE%%%%%%%%%

nj=length(bd(:,1));

nb=length(ld(:,1));

Ndb=ld(:,6);

njdb=bd(:,1);

n1=ld(:,1);

n2=ld(:,2);

R=ld(:,3);

X=ld(:,4);

sus=ld(:,5);

cap=capa(:,2);

for i=1:nj

y(i,i)=0;

for j=1:nj

if j~=i

y(i,j)=0;

for k=1:nb

if n1(k)==i & n2(k)==j | n1(k)==j & n2(k)==i

y(i,j)=-1/complex(R(k),X(k));

y(i,i)=y(i,i)-y(i,j)+complex(0,sus(k));

end

y(i,i)=y(i,i)+complex(0,cap(k));

end

end

end

end

va=bd(:,3);

vm=bd(:,2);

pd=bd(:,6);

qd=bd(:,7);

pg=bd(:,4);

qg=bd(:,5);

```

nat=bd(:,8);
for G=1:NI
for i=1:nj
va(i)=va(i)*pi/180;
v(i)=complex(vm(i)*cos(va(i)),vm(i)*sin(va(i)));
end
for i=1:nj
s(i)=0;
for j=1:nj
s(i)=s(i)+y(i,j)*v(j);
end
s(i)=s(i)*conj(v(i));
p(i)=real(s(i));
q(i)=-imag(s(i));
end
k2=nj;
k1=1;
for i=1:nj
if nat(i)==3
d(k1)=(pg(i)-pd(i))/sb-p(i);
d(k2)=(qg(i)-qd(i))/sb-q(i);
k1=k1+1;
k2=k2+1;
end
if nat(i)==2
d(k1)=(pg(i)-pd(i))/sb-p(i);
k1=k1+1;
end
end

njac=k2-1;
%%%%%%%%% FORMATION DE LA MATRICE JAC %%%%%%%%%%
i1=1;
i2=nj;
for i=1:nj
if nat(i)~=1
j1=1;
j2=nj;
for j=1:nj
if j~=i
if nat(j)==3
jac(i1,j1)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
jac(i1,j2)=abs(v(i)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j1=j1+1;
j2=j2+1;
end
if nat(j)==2

```

```

jac(i1,j1)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j1=j1+1;
end
else
if nat(j)==3
jac(i1,j1)=0;
jac(i1,j2)=2*abs(v(i)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j)));
for k=1:nj
if k~=i
jac(i1,j1)=jac(i1,j1)+abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*sin(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
jac(i1,j2)=jac(i1,j2)+abs(v(k)*y(i,k))*cos(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j1=j1+1;
j2=j2+1;
end
if nat(j)==2
jac(i1,j1)=0;
for k=1:nj
if k~=i
jac(i1,j1)=jac(i1,j1)+abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*sin(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j1=j1+1;
end
end
end
i1=i1+1;
end
if nat(i)==3
j3=1;
j4=nj;
for j=1:nj
if j~=i
if nat(j)==3
jac(i2,j3)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
jac(i2,j4)=-abs(v(i)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j3=j3+1;
j4=j4+1;
end
if nat(j)==2
jac(i2,j3)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j3=j3+1;

end

else

```

```

if nat(j)==3

jac(i2,j3)=0;

jac(i2,j4)=-2*abs(v(i)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j)));
for k=1:nj
if k~=i
jac(i2,j3)=jac(i2,j3)+abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*cos(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
jac(i2,j4)=jac(i2,j4)-abs(v(k)*y(i,k))*sin(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j3=j3+1;
j4=j4+1;
end
if nat(j)==2
jac(i2,j3)=0;
for k=1:nj
if k~=i
jac(i2,j3)=jac(i2,j3)-abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*cos(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j3=j3+1;
end
end
end
i2=i2+1;
end
end
%%%%%%%%%%%%%CALCULE DE L'INVERSE De JACOPI%%%%%%%%%%%%%
inv_jac=inv(jac);
%%%%%%%%%%%%%CALCULE DELTA VM/VA%%%%%%%%%%%%%
for i=1:njac
c(i)=0;
for j=1:njac
c(i)=c(i)+inv_jac(i,j)*d(j);
end
end

%%%%%%%%%%%%% CALCULE VA/VM %%%%%%%%%%%%%%
k1=1;
k2=nj;
for i=1:nj
if nat(i)==3
va(i)=va(i)+c(k1);
vm(i)=vm(i)+c(k2);
k1=k1+1;
k2=k2+1;

```

```

end
if nat(i)==2
va(i)=va(i)+c(k1);
k1=k1+1;
end
va(i)=va(i)*180/pi;

end

%%%%%%%%%% CALCULE [PG],[QG] A PARTIR DE

[P],[Q]%%%%%%%%%% CALCULE LA PUISSANCE TOTALE
GENEREE [PGtot],[QGtot]%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%% CALCULE LA PUISSANCE TOTALE DEMANDEE
[PDtot],[QDtot]%%%%%%%%%%

pgtot=0;
qgtot=0;
pdtot=0;
qdtot=0;
for i=1:nj
if nat(i)==1
pg(i)=p(i)*sb+pd(i);
qg(i)=q(i)*sb+qd(i);
end
if nat(i)==2
qg(i)=q(i)*sb+qd(i);
end
pgtot=pgtot+pg(i);
qgtot=qgtot+qg(i);
pdtot=pdtot+pd(i);
qdtot=qdtot+qd(i);
f=pgtot/sqrt(pgtot^2+qgtot^2);
end
%%% LES PUISSANCE TRANSITEES ET LES PERTES DANS LES LIGNES %%%
pltot=0;
qltot=0;
for i=1:nb
s1=(conj(v(n1(i)))*(v(n1(i))-
v(n2(i)))/complex(R(i),X(i))+((vm(n1(i)))^2)*complex(0,sus(i)))*sb;
s2=(conj(v(n2(i)))*(v(n2(i))-
v(n1(i)))/complex(R(i),X(i))+((vm(n2(i)))^2)*complex(0,sus(i)))*sb;
pij(i)=real(s1);
pji(i)=real(s2);
qij(i)=-imag(s1);

```

```
qji(i)=-imag(s2);  
pl(i)=pij(i)+pji(i);  
ql(i)=qij(i)+qji(i);  
pltot=pltot+pl(i);  
qltot=qltot+ql(i);  
end
```

```
UU=abs(d);  
Z=TS/sb;  
if max(UU)<=Z  
    affichage  
    break  
end
```

```
end
```

Annexe C**paramètres du réseau mono machine****Caractéristique de tension de source :**

$$V = 230 \text{e}3 * 1.02 \text{ [V]} ; \theta = 0^\circ ; f = 60 \text{ [Hz]} ;$$

Caractéristique de charge RL X >> R:

$$R = (230 \text{e}3)^2 / 6000 \text{e}6 / 10 \text{ [Ohm]}$$

$$L = (230 \text{e}3)^2 / 6000 \text{e}6 / (2 * \pi * 60) \text{ [H]}$$

Paramètres de la ligne de transmission:

Paramètres	Longueur (km)	R_1 Ohm/km	R_0 Ohm/km	L_1 H/km	L_0 H/km	C_1 F/km	C_0 F/km
Valeur	110	529*0.00001	1.61	(377)/529*0.0001	0.0061	8.7749.10 ⁻⁹	5.2489.10 ⁻⁹

Paramètres du transformateur:

Paramètres	S(MVA)	Montage	$R_1=R_2$ pu	L_1 pu	L_2 pu	R_m pu	L_m pu
Valeur	900	D/Y _g	1.10 ⁻⁹	0.15	0	900	900