

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

En Réseaux électriques

Présenté par

FEGUIR Safia et BADI Fatma

Thème

**Placement Optimal de FACTS dans un Réseau
électrique par les Méthodes Méta heuristiques**

Soutenu le : 04/06/2018 .

Devant le jury composé de :

Mr.TOUIL Slimane

Maitre de conférences Président

Mr. GACEM Abdelmalek

Maitre de conférences Rapporteur

Mr. BOUGOUFA Lazhar

Maitre de conférences Examineur

Année Universitaire : 2017/2018

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Nous adressons nos plus vifs remerciements à toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin de l'élaboration de ce modeste mémoire.

Nous tenons à remercier notre encadreur Gacem abdelmalek pour ses conseils et directives.

Feguir safia

Badi fatma

Résumé

Actuellement et dans les décennies futures le sujet d'intégration de FACTS dans un réseau de puissance aura plus d'importance au sein de la communauté scientifique. Ceci est dû principalement à la libéralisation du secteur de l'électricité et des avancées de l'électronique de puissance.

Ce mémoire traite du problème de la stabilité statique de tension dans les réseaux électriques. Des notions de base relatives à l'instabilité et l'effondrement de tension ont été présentées. Pour résoudre ce problème dans les réseaux électriques par l'intégration des systèmes FACTS .L'utilisation optimale du compensateur statique d'énergie réactive (SVC) qui permet d'améliorer la stabilité de la tension du réseau, est notre objectif .Le problème d'effondrement de tension a été formulé comme un problème d'optimisation mono-objectif et également multi-objectif en appliquant deux méthodes méta-heuristiques à savoir l'optimisation par Essaims de Particules (PSO), et Monte Carlo (M.C). Les résultats numérique sont effectuées sur un system de 30 Nœuds, les résultats avec et sans SVC sont comparé en terme de tensions et les pertes de transmissions.

Les méthodes méta-heuristiques proposées ont été validées sur du réseau test IEEE 30-Bus. Les résultats obtenus montrent clairement l'efficacité d'intégrer ces dispositifs dans les réseaux électriques ainsi une étude comparative entre les deux méthodes proposées, démontre la supériorité d'algorithme PSO en terme de qualité de solution et convergence.

Mots clés :

Stabilité de la Tension, Méthodes Méta-heuristiques , Dispositifs des FACTS , SVC.

ملخص

في الوقت الحالي و في العقود المقبلة ، سيكون موضوع دمج FACTS أكثر اهمية في المجتمع العلمي ويرجع ذلك أساسا إلى تحرير قطاع الكهرباء والتقدم في مجال إلكترونيات الطاقة.

تتناول هذه الرسالة مشكلة استقرار الجهد الثابت في الشبكات الكهربائية. تم تقديم مفاهيم أساسية لعدم الاستقرار وانهيار الجهد . لحل هذه المشكلة في الشبكات الكهربائية من خلال دمج أنظمة FACTS ، فإن الاستخدام الأمثل لمعدّل الطاقة الاستاتيكية الثابت (SVC) الذي يجعل من الممكن تحسين استقرار التوتر في الشبكة ، هو هدفنا .

تمت صياغة مشكلة انهيار الجهد كمشكلة تحسين موضوعي واحد وأيضا متعدد الأهداف من خلال تطبيق طريقتين *méta-heuristique* وهما بالتحسين من قبل أسراب الجسيمات PSO، و *Mont Carlo* .M.C. يتم تنفيذ النتائج العددية على نظام العقد المتكون من 30 عقدة ، يتم مقارنة النتائج مع وبدون SVC من حيث التوتر وفقدان الإرسال.

تم التحقق من صحة الطرق المقترحة للاستدلال على شبكة اختبار IEEE 30-Bus تظهر النتائج التي تم الحصول عليها بوضوح مدى فعالية دمج هذه الأجهزة في الشبكات الكهربائية ، وبالتالي فإن دراسة مقارنة بين الطريقتين المقترحتين توضح تفوق خوارزمية PSO من حيث جودة الحل والتقارب .

الكلمات المفتاحية:

إستقرار التوتر ، طرق الأمثل *méta-heuristique* ، أجهزة FACTS ، المعوض الثابت للطاقة المتفاعلة (SVC) .

SOMMAIRE

Remerciements.....	I
Résumé.....	II
Sommaire.....	IV
Liste des figures.....	VII
Liste des tableaux.....	IV
Liste des symboles et abréviations.....	X
Introduction Générale.....	1

Chapitre I

I.1. Introduction.....	3
I.2. Définition de la stabilité des réseaux électriques.....	3
I.2.1 Stabilité angulaire.....	4
I.2.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations.....	5
I.2.1.2. Stabilité transitoire.....	5
I.2.2. Stabilité de fréquence	5
I.2.3. Stabilité de tension.....	5
I.2.3.1. Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations.....	6
I.2.3.2. Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations.....	6
I.3. Stabilité de tension.....	6
I.3.1. Analyse de la stabilité de tension.....	6
I.3.2 .Causes d'instabilité de tension.....	8
I.4.Effondrement de tension dans le monde.....	9
I.5.Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension.....	10
I.6. Analyse statique.....	11
I.6.1. But de l'étude de l'écoulement de puissance.....	11
I.6.2. Classification des variables des systèmes.....	12
I.6.2.1. Classification des jeux de barres.....	12
I.6.3.Forme générale des équations de l'écoulement de puissance.....	13
I.6.4.Classification des contraintes.....	15
I.6.4.1.Contraintes d'égalités.....	15
I.6.4.2. Contraintes d'inégalités	15

I.7.Conclusion.....	16
---------------------	----

Chapitre II

II.1. Introduction.....	17
II.2.Définition de l’acronyme « FACTS ».....	17
II.3.Nécessité des dispositifs FACTS.....	18
II .4. Classification des dispositifs FACTS.....	18
II.4.1. Compensateurs Parallèles.....	19
II .4.1.1.Compensateurs parallèles à base de thyristors.....	19
II .4 .1 .2 . Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors.....	21
II.4 .2 Compensateurs séries.....	22
II.4 .2 .1 Compensateurs séries à base de thyristor.....	22
II .4 .2 .2 Compensateurs séries à base de GTO thyristors.....	24
II .4.3. Compensateurs hybrides (série – parallèle).....	24
II .4.3.1.Compensateurs hybrides à base de thyristors.....	25
II .4.3.2. Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors.....	26
II. 5. Compensateur statique SVC.....	28
II .5.1. Définition du SVC.....	28
II .5.2. Structure de principe	28
II .5.3. Constitution du SVC.....	30
II.5.3.1. Condensateur fixe (FC).....	30
II.5.3.2. Réactance commandée par thyristors (TCR)	31
II.5.3.3. Condensateur commuté par thyristors (TSC).....	32
II. 5.4. Modélisation du dispositif SVC.....	34
II. 5.4.1. Modèle de compensateur statique de puissance réactive SVC...34	
II .6. Coût des dispositifs FACTS.....	35
II .7. Les avantages et Inconvénients des dispositifs FACTS.....	35
II .7.1. Les avantages dispositifs FACTS.....	35
II .7. 2 .Inconvénients des dispositifs FACTS.....	36
II .8.Conclusion.....	36

Chapitre III

III.1. Introduction.....	37
III.2. Définition des Méthodes Méta heuristiques.....	37
III.2.1. Principe de voisinage	38

III.2.2. Recuit Simulé	38
III.2.3. Recherche taboue	39
III.2.4. Algorithmes Génétiques	39
III.3. Comment faire le choix d'une méthode méta-heuristique	40
III.4. L'optimisation par essaim de particules (PSO)	40
III.4.1. Principe de fonctionnement	41
III.4.2. Organigramme.....	44
III.5. Monte Carlo	45
III.5.1. Organigramme.....	46
III.6. Conclusion	46

Chapitre IV

IV.1. Introduction	47
IV.2. Applications	47
IV.2.1. Réseaux test.....	47
IV.2.2. Test de la variation de charge.....	48
IV.2.3. Placement optimale d'un SVC.....	49
IV.2.3.1. Les paramètre des méthodes.....	49
IV.2.4. Optimisation mono -objectif	49
IV.2.4.1. Minimisation la déviation de la tension.....	50
IV.2.4.2. Minimisation des Pertes Actives.....	53
IV.2.4.3. Comparaison entre PSO et M.C.....	56
IV.2.5. Optimisation multi –objectif.....	57
IV.3. Conclusion.....	61
Conclusion Générale.....	62
Annexe.....	63
Bibliographie.....	66

Liste des figures

Chapitre I

Figure (I.1): Classification des types de stabilité des réseaux électriques.....	4
Figure (I.2): Réseau électrique à deux jeux de barres.....	7
Figure (I.3): caractéristique P-V du réseau radial simple.....	7

Chapitre II

Figure (II.1) : Classification des dispositifs FACTS.....	19
Figure (II.2) : Schéma du TCR.....	20
Figure (II.3) : Schéma du TSC.....	20
Figure (II.4) : Schéma du SVC.....	21
Figure (II.5) : Schéma de base du STATCOM.....	22
Figure (II.6) : Structure d'un TCSC.....	23
Figure (II.7) : Structure d'un TCSR.....	23
Figure (II.8) : Schéma de base du SSSC.....	24
Figure (II.9) : Schéma du TCPAR.....	25
Figure (II.10) : Diagramme vectoriel du TCPAR.....	26
Figure (II.11) : Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes.....	26
Figure (II.12) : Schéma de base d'un IPFC.....	27
Figure (II.13) : Schéma de base d'un UPFC.....	28
Figure (II.14): Représentation schématique monophasée d'un compensateur Statique...29	
Figure(II.15) : Exigences posées à la puissance réactive.....	30
Figure (II.16) : Réactance commandée par thyristors.....	31
Figure (II.17): Condensateur commuté par thyristors.....	33
Figure (II.18): Principe du TSC.....	33

Chapitre III

Figure(III.1): Représentation schématique du déplacement d'une particule.....	42
Figure (III.2): Organigramme général de PSO.....	45
Figure (III.3): Organigramme de la méthode Monte Carlo.....	46

Chapitre IV

Figure (IV.1): Schéma du réseau 30 jeux de barres.....	48
Figure (IV.2): La variation de la déviation de tension.....	48
Figure (IV.3): La variation de la tension.....	48
Figure (IV.4): caractéristique de convergence de la deviation de tension Par PSO avec SVC.	50
Figure (IV.5): Les déviations de la tension (cas1 et cas2).....	51

Liste des figures

Figure (IV.6): Niveaux de tensions (cas1 et cas2).....	51
Figure (IV.7): caractéristique de convergence de la deviation de tension Par M.C avec SVC.....	52
Figure (IV.8): Les déviations de la tension (cas1 et cas2).....	53
Figure (IV.9): Niveaux de tensions (cas1 et cas2).....	53
Figure (IV.10): caractéristique de convergence des pertes par PSO avec SVC.....	53
Figure (IV.11): Les pertes actives totales en cas1 et cas2.....	54
Figure (IV.12): caractéristique de convergence des pertes par M.C avec SVC.....	55
Figure (IV.13): Les pertes actives totales en cas1 et cas2.....	56
Figure (IV.14): Convergence de la déviation de la tension par MC Avec SVC de dix Répétitions.....	56
Figure (IV.15): Convergence de la déviation de la tension par PSO avec SVC de dix Répétitions.....	56
Figure (IV.16): Convergence de DV et IC Multi-Objectifs par PSO avec SVC.....	58
Figure (IV.17): la variation de la tension en cas1 et cas2.....	59
Figure (IV.18): Le coût d'investissement du SVC par PSO.....	59
Figure (IV.19): Convergence de DP et IC Multi-Objectifs par PSO avec SVC.....	60
Figure (IV.20): Les pertes actives totales en cas1 et cas2.....	61
Figure (IV.21): Le coût d'investissement du SVC par PSO.....	61

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau (I.1): Effondrement de tension dans le monde.....9

Tableau (I.2): Les différents Jeux de Barre.....13

Chapitre IV

Tableau (IV.1): Les paramètres des méthodes l'algorithme PSO et M.C.....49

Tableau (IV.2) : Optimisation de la déviation de tension par PSO avec SVC.....51

Tableau (IV.3): Optimisation de la déviation de tension par M.C avec SVC.....52

Tableau (IV.4) : Optimisation des pertes par PSO avec SVC.....54

Tableau (IV.5) : Optimisation des pertes par M.C avec SVC.....55

Tableau (IV.6) : Comparaison les résultats entre les deux méthodes.....57

Tableau (IV.7) : Comparaison d'itération entre les deux méthodes.....57

Tableau (IV.8): optimisation simultanément DV et les coûts _SVC par PSO.....59

Tableau (IV.9): optimisation simultanément DP et les coût_SVC par PSO.....60

Liste des symboles et abréviations

JdB	Jeux de barre.
pu	Unité relative.
X	Vecteurs d'état.
U	Vecteur de commande.
Y_{sh}	Admittance shunt totale de la ligne ij.
Y_{ij}	Admittance série de la ligne ij.
S_i^*	Le conjugué de la puissance apparente.
$ V $	Le module de la tension.
I_i	Le courant du JB i.
δ	angle de charge.
P_{gi}	La puissance active générée.
Q_{gi}	La puissance réactive générée.
P_{di}	La puissance active demandée.
Q_{di}	La puissance réactive demandée.
S_i	La puissance apparente.
S_{di}	La puissance apparente demandée au niveau du JB i.
S_{gi}	La puissance apparente générée au niveau du JB i.
P_L	pertes actives de ligne.
Q_L	pertes réactives de ligne
Q_{SVC}	Puissance réactive injectée ou absorbée par le SVC.
N_{pq}	le nombre de jeux de barres de charge .
B_{ij}, G_{ij}	Les conductances et les susceptances entre le noeud i et j.
DP	Les pertes actives de transmissions.
DV	La déviation de tension.

Liste des symboles et abréviations

DQ	Les pertes réactives de transmissions.
FACTS	Flexible alternatif curant transmission systèmes.
TCR	Réactances Commandées par Thyristors.
TSC	Condensateurs Commandés par Thyristors.
SVC	Compensateur statique d'énergie réactive.
SSSC	Compensateur Synchrone Statique Série.
GTO	Gate Turn Off
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
TCSC	Capacitance série commandée par thyristors.
SSSC	Compensateur Synchrone Statique Série.
STATCOM	Compensateur statique synchrone.
UPFC	Compensateur de l'écoulement de charge universelle.
C_{SVC}	Coûts de SVC.
IC_{SVC}	Coûts d'investissements de SVC
NR	Newton –Raphson.
PSO	Essaims de particules (particle swarm optimization).
M.C	Monte carlo.
W_{min} et W_{max}	Coefficient d'inertie.
C_1 et C_2	Coefficient de confiance.

Introduction générale

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateursetc. D'autre part des problèmes liés à des contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de l'énergie.

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

Les éléments proposés qui permettent ce contrôle amélioré des systèmes sont les dispositifs FACTS « Flexible Alternating Current Transmission System ».

Les dispositifs FACTS font en général appel à de l'électronique de puissance, des microprocesseurs, de l'automatique, des télécommunications et des logiciels pour parvenir à contrôler les systèmes de puissance. Ce sont des éléments de réponse rapide. Ils donnent en principe un contrôle plus souple de l'écoulement de puissance. Ils donnent aussi la possibilité de charger les lignes de transit à des valeurs près de leur limite thermique, et augmentent la capacité de transférer de la puissance d'une région à une autre. Ils limitent aussi les effets des défauts et des défaillances de l'équipement, et stabilisent le comportement du réseau .

Ce travail est consacré à l'application d'une méthode d'optimisation méta-heuristique qui est l'algorithme d'essaims de particules (PSO) , et Monte Carlo pour déterminer le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC dans un réseau d'énergie électrique pour l'amélioration de la tension d'un réseau électrique.

L'organisation générale de ce mémoire est articulée autour de quatre chapitres, dont le premier est consacré à la stabilité de tension.

Introduction générale

Le deuxième chapitre portera sur la présentation des différents dispositifs d'électroniques de puissance développés (FACTS) pour le contrôle du réseau électrique, puis une étude sur le dispositif SVC.

Le troisième chapitre présente une étude des différentes méthodes d'optimisation et plus particulièrement l'optimisation par Essaim de particules (PSO) , et Monte Carlo .

Le quatrième chapitre traitera des cas recherche le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC , dans le réseau test IEEE-30 .

Enfin, nous clôturons ce mémoire par une conclusion générale.

CHAPITRE I

Stabilité de Tension

I.1. Introduction :

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence un équilibre entre la production et la consommation. Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et/ou électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes. Face à une variation de puissance, le système électrique doit normalement retrouver un état stable. Dans certains cas, le régime oscillatoire peut diverger. Des études sont nécessaires pour pouvoir éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique. Elles le sont particulièrement dans le cas des réseaux industriels qui comportent un ou plusieurs groupes générateurs ainsi que des moteurs [1].

Ce chapitre donne un aperçu général sur la stabilité de tension. Des notions générales sur la stabilité du réseau électrique se trouvent au début de ce chapitre. Dans une deuxième phase, les différentes définitions liées à la stabilité de tension et d'analyse la stabilité de tension ainsi que les causes qui favorisent l'instabilité de tension seront présentées. La dernière section de ce chapitre sera consacrée à une présentation relativement détaillée de la formulation du problème de l'écoulement de puissance et les différents types des fonctions objectives.

I.2. Définition de la stabilité des réseaux électriques:

La stabilité est un problème crucial dans les réseaux électriques depuis les années 1920. Beaucoup de blackouts de grande ampleur provoqués par l'instabilité du réseau électrique ont illustré l'importance de ce problème.

La stabilité des réseaux électriques est définie, en général, par leur capacité de rester à un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une petite

perturbation et de retrouver un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une grande perturbation [1, 2].

Selon la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbations, on peut classifier les types de la stabilité comme suit figure (I.1).

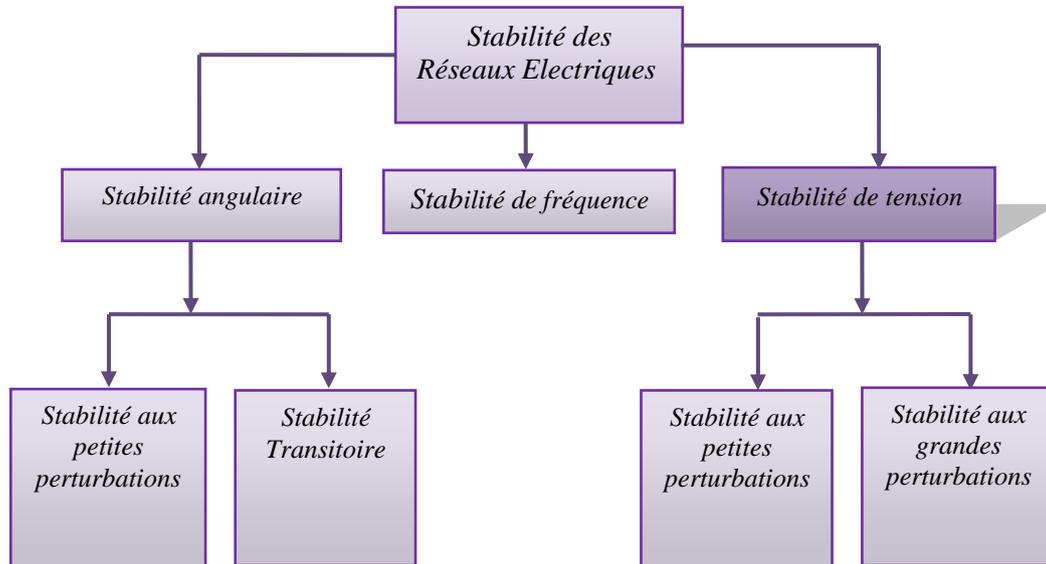


Figure (I.1): Classification des types de stabilité des réseaux électriques.

I.2.1 Stabilité angulaire:

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme.

La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques : soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de

synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système. Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire [2].

I.2.1.1. 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 [3].

I.2.1.2. Stabilité transitoire:

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court circuit, arrêt d'un générateur, etc. La réponse du système comporte de grandes variations des angles rotoriques et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles [2,3].

I.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. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée [3].

I.2.3. Stabilité de tension:

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension.

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations [2,3].

I.2.3.1. Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations:

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production,...etc[4] .

I.2.3.2. Stabilité de tension vis-à-vis des grandes 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[2,4] .

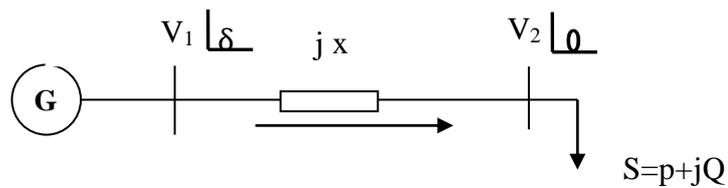
Dans ce chapitre, nous intéressons seulement à la stabilité de tension. Une étude détaillée sera présentée dans la section suivante.

I.3. Stabilité de tension:

Dans les années précédentes, la stabilité angulaire a été le sujet préférentiel de beaucoup d'études et de recherches spécialement après la multiplication des réseaux interconnectés [2]. Ces travaux ont contribué à l'émergence de nouvelles technologies qui ont considérablement contribué à l'atténuation des oscillations dues à l'instabilité angulaire[2,3]. . Cependant, sous l'influence des perturbations, le réseau électrique apparaît un autre type d'instabilité, qui est caractérisé par des chutes de tension en certaines zones, sans altérer systématiquement le synchronisme entre les générateurs [3]. Ce phénomène est désigné sous le nom d'effondrement de tension. L'analyse des événements d'instabilité de tension, montre que les autres types d'instabilité peuvent se produire à différentes étapes d'un effondrement de tension [3].

I.3.1. Analyse de la stabilité de tension :

L'une des caractéristiques importantes d'un réseau est la relation entre la puissance de charge et la tension à l'extrémité de la ligne, considérons un réseau simple figure (I.2).



Figure(I.2): Réseau électrique à deux jeux de barres.

V_1 : tension au début de la ligne

V_2 : tension à l'extrémité de la ligne

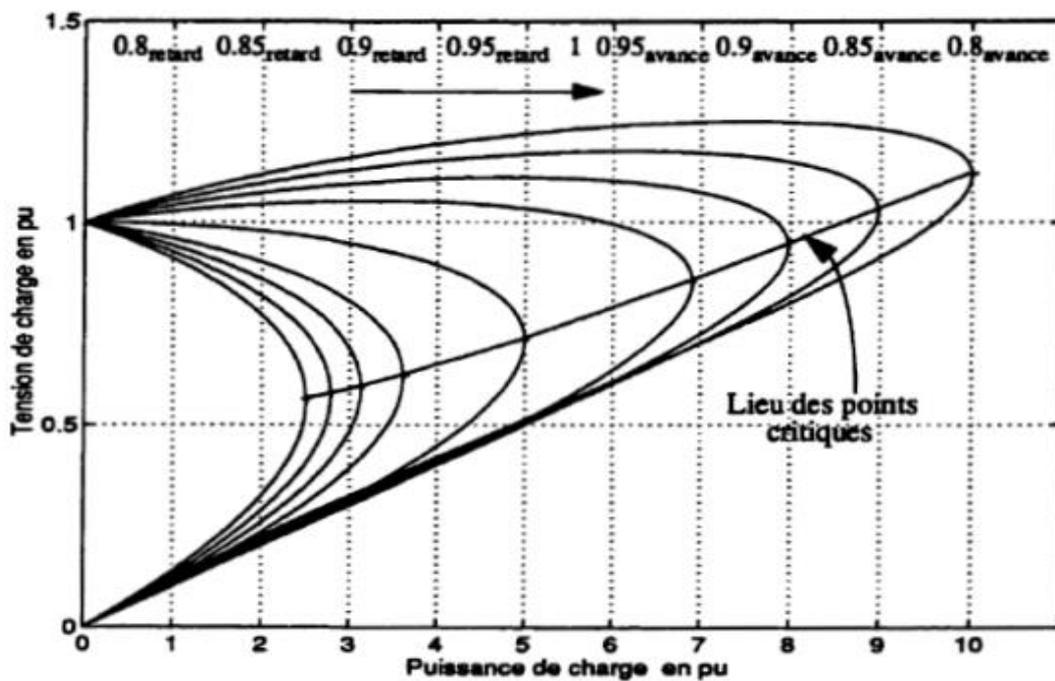
X : réactance de la ligne

δ : angle de charge

Dans ce circuit, l'alternateur alimente une charge à travers une ligne de transmission. La puissance active et la puissance réactive à l'extrémité de la ligne sont décrites par les équations suivantes [5]:

$$P_{12} = \frac{|V_1||V_2|}{X} \sin \delta \tag{I.1}$$

$$Q_{12} = \frac{|V_1||V_2| \cos \delta}{X} - \frac{|V_2|^2}{X} \tag{I.2}$$



Figure(I.3):caractéristique P-V du réseau radial simple.

La figure (I.3) montre la dépendance de la tension de l'extrémité de la ligne en fonction de la charge. Ce graphe présente deux parties; une partie supérieure et une partie inférieure qui se rencontrent au point critique et qui représente la puissance maximale qui peut théoriquement être transportée. Sur une ligne on peut augmenter la charge mais jusqu'à une limite ne dépassant pas la puissance maximale (partie supérieure du graphe); car au fur et à mesure que la charge augmente, la tension diminue et si on continue on se retrouvera dans la partie inférieure du graphe, et dans cette partie le réseau est inexploitable même s'il existe des solutions mathématiques. Le facteur de puissance de consommation pratique un effet important sur la puissance maximale transmissible et affecte donc la stabilité de la tension du réseau. Le maintien de la tension serait certainement facilitée par l'instauration d'un soutien réactif au niveau de la barre de consommation.

La tension critique résultante est élevée, ce qui constitue un aspect très important pour la stabilité de la tension [5].

I.3.2 .Causes d'instabilité de tension:

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au dessus la valeur de tension critique. Généralement, l'effondrement de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ou ont un manque de la puissance réactive dans cette situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge. Ce ci est du a des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive, de tels sorts que, la puissance réactive des générateurs et des systèmes FACTS est limitée par des contraintes physiques. En plus la puissance réactive générée par des bancs de condensateur est relativement réduite à des tensions basses.

La limite sur le transport d'énergie réactive est due principalement aux pertes réactives élevées dans les lignes électriques fortement chargées [2].

I.4.Effondrement de tension dans le monde:

A travers le monde entier, il y a plusieurs incidents qui causent l'effondrement de tension au cours de trente dernières années, la majorité de ces incidents depuis 1982. Le tableau (I.1) résume quelques effondrements de tension dans le monde [2].

Tableau(I.1): Effondrement de tension dans le monde.

Date	Location	Durée
12 Janvier 1987	France	4-6 minutes
22 Août 1987	Tennessee, USA	10 seconds
23 juillet 1987	Tokyo, Japon	20 minutes
30 Novembre 1986	Brésil, Paraguay	2 seconds
27 Décembre 1982	Suède	55 seconds
30 décembre 1982	Florida	1-3 minutes
4 Août 1982	Belgique	4-5 minutes
19 Décembre 1978	France	26 minutes
22 Août 1970	Japon	30 minutes

Pour mieux comprendre le mécanisme d'effondrement de tension, l'historique de deux exemples typiques sont ceux de la France et du Japon :

En France le 12 Janvier 1987 à 10h30 de matin, une heure avant l'effondrement du réseau, la tension était normale. Pour différentes raisons, trois unités thermiques dans une station de production sont arrêtées successivement entre 10h55 et 11h41. Treize secondes après, une quatrième unité de production est arrêtée à cause de l'intervention du système de protection thermique de rotor. Cette perte soudaine dans la génération, cause un décroissement de tension dans le réseau. Cette baisse de tension, augmente trente secondes après et se généralise dans les zones adjacentes. Ce qui engendre des arrêts dans des autres unités de production. En conséquence, le réseau français subit une perte de 9000 MW entre 11h45 et 11h50. Après cette grande perturbation, le niveau de la tension a été restauré après un délestage approprié.

Dans la même année, le 23 juillet, à Tokyo (Japon), la température augmente à 39°C, ce qui a engendré une augmentation de la demande au delà la valeur présumée, a cause de l'utilisation massive des climatiseurs. Une instabilité de tension survient, entraînant le déclenchement des trois postes électriques alimentant la région de Tokyo [2].

I.5.Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension:

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe. Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau.

- les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection.
- les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe.
- Les caractéristiques de la charge.

Parmi ces éléments qui influent sur la stabilité de la tension, on retrouve les lignes de transport d'énergie. Les lignes de transport affectent considérablement les niveaux de tension en fonction de la charge. Si la charge est importante, la tension sur le réseau a tendance à être faible, par contre si la charge est faible, le niveau de tension peut en différents endroits sur le réseau, s'élever au-dessus de la tension nominale. Sur les lignes de transport non compensées, le taux de régulation de tension a donc tendance à être mauvais.

La stabilité en régime permanent est aussi influencée par la longueur des lignes de transport: plus la ligne est longue plus la limite de stabilité en régime permanent est faible. Ces deux effets néfastes des longues lignes de transport, sur le taux de régulation de la tension et sur la stabilité du réseau, peuvent être diminués ou même théoriquement éliminés en utilisant des techniques de réglage de la tension incluent des mesures comme la commutation par compensation shunt et le réglage de la tension des génératrices [6].

I.6. Analyse statique :

L'étude de l'écoulement de puissance (load flow) permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes, les pertes et les courants . Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques.

Le problème de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électrique pour des extrémités spécifiées et des conditions données aux jeux de barres .

L'étude de l'écoulement de puissance coordonne l'exploitation de toutes les ressources d'énergie et répartition de la production entre les différents usagers, dont le but est d'obtenir l'exploitation la plus économique qui à la meilleure utilisation de toutes ressources , des prévisions concernant la consommation et la production ont été faites par des études approfondies, utilisant les méthodes numériques appliquées en ce domaine [7] .

Nous allons utiliser la méthode de " Newton-Raphson" à cause de sa rapidité de convergence et le nombre d'itérations réduit par rapport aux autres méthodes.

I.6.1. But de l'étude de l'écoulement de puissance:

But de l'écoulement de puissance il se résume dans les points suivants [4,7] :

- Assurer l'équilibre entre la production et la demande d'énergie électrique (L'amélioration de dépense de l'électricité, production d'énergie selon de besoin).
- ne pas dépasser les valeurs limites (la stabilité théorique, selon bon la durée d'utilisation).
- Il faut conserver les tensions de jeu de barre entre les limites théoriques ($V_{\min} < V < V_{\max}$), en utilisent le contrôle de puissance.

- Planification de réseau (à partir de calcul de la charge). Augmenter la sécurité de fonctionnement des réseaux par une bonne stratégie d'EP avant les perturbations

I.6.2. Classification des variables des systèmes:

Les variables du système sont classées comme suit [7] :

- **Variables de perturbation (non contrôlables)** : ce sont les puissances actives et réactives demandés par les consommateurs qui sont incontrôlables par l'opérateur du système P_{di}, Q_{di} .

$$p = [p_{d1} \ p_{d2} \ p_{d3} \ \dots \ p_{dn}, \ Q_{d1} \ Q_{d2} \ Q_{d3} \ \dots \ Q_{dn}]^T \quad (I.3)$$

- **Variables d'état** : ce sont les modules et les arguments des tensions $v_{i,j}$.

$$X = [\theta_1 \ \theta_2 \ \theta_3 \ \dots \ \theta_n, |V_1| |V_2| |V_3| \ \dots \ |V_n|]^T \quad (I.4)$$

Variables de contrôlable : ce sont les puissances actives et réactives générées par les centrales .

$$p = [p_{g1} \ p_{g2} \ p_{g3} \ \dots \ p_{gn}, \ Q_{g1} \ Q_{g2} \ Q_{g3} \ \dots \ Q_{gn}]^T \quad (I.5)$$

I.6.2.1. Classification des jeux de barres :

On peut grouper les jeux barre en trois catégories, en fonction des spécifications des variables utilisées [3,8]:

- a. Jeu de barre de référence
- b. Jeu de barre charge
- c. Jeu de barres générateur (à tension contrôlée)

Nous que dans un réseau électrique, les jeux de barre de charges forment de 80 à 90% de totalité des jeux de barres, et 1% J.d.B DE référence et le reste J.d.B de contrôle.

Pour chaque jeu de barre ,deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer. Le tableau(I.2) suivant représente les différents JB et leurs caractéristiques :

Tableau(I.2): Les différents Jeux de Barre.

Type de jeu de barre	Variables spécifiés	Variables à calculé	Numérotation des jeux de barres
Jeu de barre de référence	$ V $ et θ	P et Q	Généralement numérotée (1et0)
Jeu de barre contrôle (PV)	P et $ V $	Q et θ	Généralement numérotée (2,..., k)
Jeu de barre d charge (PQ)	P et Q	$ V $ et θ	Généralement numérotée (K,..., n)

I.6.3.Forme générale des équations de l'écoulement de puissance :

Dans le cas général, pour déterminer les équations de l'écoulement de puissance nous considérons que les puissances sont équilibrées au jeu de barres i donc la puissance injectée au jeu de barres sera égale à [3]:

$$S_{gi} = P_{gi} + jQ_{gi} \tag{I. 6}$$

$$S_{di} = P_{di} + jQ_{di} \tag{I. 7}$$

Les puissances injectées sont données par suite :

$$S_i = S_{gi} - S_{di} = P_{gi} - P_{di} + j(Q_{gi} - Q_{di}) \tag{I. 8}$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i^* \tag{I. 9}$$

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{(P_i - jQ_i)}{V_i^*} \tag{I. 10}$$

Pour : $i = 1; 2 \dots n$

Nous pouvons écrire les équations sous la forme suivante :

$$\frac{(P_i - jQ_i)}{V_i^*} = V_1 Y_s + (V_1 - V_2) Z_s \tag{I. 11}$$

$$P_i - jQ_i = V_i^* [V_1 Y_{i1} + V_2 Y_{i2} + V_3 Y_{i3} \dots \dots ; V_n Y_{in}] \tag{I. 12}$$

Après simplification nous aurons :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \tag{I. 13}$$

$$I_{ij} = (V_i - V_j)Y_{ij} + V_i Y_{sh} \quad (I. 14)$$

Tel que :

Y_{ij} : l'admittance entre les points ij.

Y_{sh} : l'admittance shunte totale de la ligne ij.

Alors l'écoulement de puissance active et réactive est donnée par :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_{ij} (V_j - V_i) Y_{ij} + V_j^* V_j Y_{sh} \quad (I. 15)$$

A partir de JB « i » P_{ij} et Q_{ij} sont respectivement la puissance active et réactive s'écoulent dans la ligne ij.

Alors l'écoulement de puissance de j à i est:

$$V_i = |V_{ij} \theta_i| = |V_i| (\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \quad (I. 16)$$

$$\text{Nous savons que: } V_i^* = |V_j| \text{ et encore: } V_i^* |V_j| = |V_i| |V_j| \quad (I. 17)$$

$$\text{Ou: } \theta_{ij} = \theta_i - \theta_j \text{ et } Y_{ij} = |Y_{ij}| \quad (I. 18)$$

Donc nous pouvons écrire les équations d'écoulement de puissance en séparant les parties réelles et imaginaires comme suit :

$$\begin{cases} P_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_j - \theta_i + \alpha_{ij}) \\ Q_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_j - \theta_i + \alpha_{ij}) \end{cases} \quad (I. 19)$$

Tous les éléments de Y_{ij} de la matrice des admittances de barre peuvent être écrits en fonction de sa partie réelle et imaginaire suivante :

$$Y_{ij} = G_{ij} + B_{ij} \quad (I. 20)$$

$$V_i^* V_j Y_{ij} = |V_i| |V_j| (\cos \theta_{ij} - j \sin \theta_{ij}) (G_{ij} + B_{ij}) \quad (I. 21)$$

Nous avons d'autre part:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (I. 22)$$

Du fait que les puissances sont connues et les courants sont inconnus, donc les équations prendront des formes non linéaires.

En Séparant la partie réelle et imaginaire de l'équation nous aurons :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (I. 23)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (I. 24)$$

Ces équations expriment l'équilibre des puissances actives et réactives au jeu de barre i.

I.6.4. Classification des contraintes :

Les contraintes imposées sur la fonction objective à optimiser peuvent être classés en contrainte d'égalité et en contraintes d'inégalité, comme détaillé dans les sections suivantes:

I.6.4.1. Contraintes d'égalités:

Les contraintes liées à la sécurité des réseaux, soit [8] :

- Contraintes d'équilibre des puissances actives et réactives aux niveaux des jeux de barres.

$$\Delta P_i = 0 = V_i \sum_{k=1}^{ng} [V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)]] - P_{gi} + P_{Di} \quad (I. 25)$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{k=1}^{ng} [V_k [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)]] - Q_{gi} + Q_{Di} \quad (I. 26)$$

I.6.4.2. Contraintes d'inégalités [8] :

Ces contraintes sont liées à la nature physique des éléments du réseau, soit :

- La limite sur les tensions qui doivent être dans leurs limites admissibles:

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (I. 27)$$

- Les limites sur le transit de puissance apparente au niveau des lignes de transport:

$$|S_{ki}|^2 \leq |S_{ki}^{\max}|^2 \quad (I. 28)$$

- Les limites de la puissance réactive du système de compensation:

$$Q_{ci}^{\min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{\max} \quad (I. 29)$$

I.7. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions de base sur la stabilité de tension d'un réseau électrique. Le problème d'instabilité de tension peut être favorisé par plusieurs paramètres à savoir: manque local de la puissance réactive, production trop éloignée de la consommation, ou le cas d'une charge demandée très élevée. Par la suite nous avons introduit les notions essentielles de l'écoulement de puissance.

CHAPITRE II

Des Dispositifs FACTS

II.1. Introduction :

Devant les problèmes de transit de puissances, 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 .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 supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux de transport et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant la stabilité des réseaux [3].

II.2.Définition de l'acronyme « FACTS » :

D'après l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), FACTS qui est l'abréviation de «Flexible alternatif courant transmission systèmes» est défini comme suit : « Les systèmes de transmission en courant alternatif incorporant des contrôleurs a base d'électronique de puissance et autres contrôleurs statiques afin d'améliorer la contrôlabilité des réseaux électriques ainsi que la capacité de transfert des lignes électriques ».

La technologie FACTS n'est pas limitée en un seul dispositif mais elle regroupe une collection de dispositifs à base de l'électronique de puissance implantés dans les réseaux électriques afin de mieux contrôler le flux de puissance et augmenter la capacité de transit de leurs lignes.

Par action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble des paramètres du réseau : (tension, impédance, déphasage ...etc.). Ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure flexibilité du transfert d'énergie [10].

II.3.Nécessité des dispositifs FACTS :

La compensation de l'énergie réactive au niveau des lignes de transmission permet la régulation du profil de la tension le long de ces lignes avec un bon contrôle de la puissance active transmise. Il est reconnu que, la stabilité peut être améliorée, quelque soit son type, si la compensation réactive du système de transmission varie rapidement.

Les méthodes de compensation de l'énergie réactive classiques se basent sur les batteries de condensateurs ou les bobines fixes ou commandées mécaniquement. Ces méthodes sont non efficaces dans le contrôle du réseau électrique quand il est sévèrement perturbé. Grâce aux avancées récentes dans la technologie des IGBT et GTO, le temps de réaction de ces dispositifs est diminué à quelques milli secondes. Il est possible donc de répondre à la demande par l'utilisation d'une compensation rapide en utilisant les dispositifs FACTS [3].

II .4. Classification des dispositifs FACTS :

Typiquement les systèmes FACTS sont divisés en trois catégories [10] :

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

Les systèmes "FACTS" peuvent être classés selon le fonctionnement et la technologie comme suit figure (II.1) [11] :

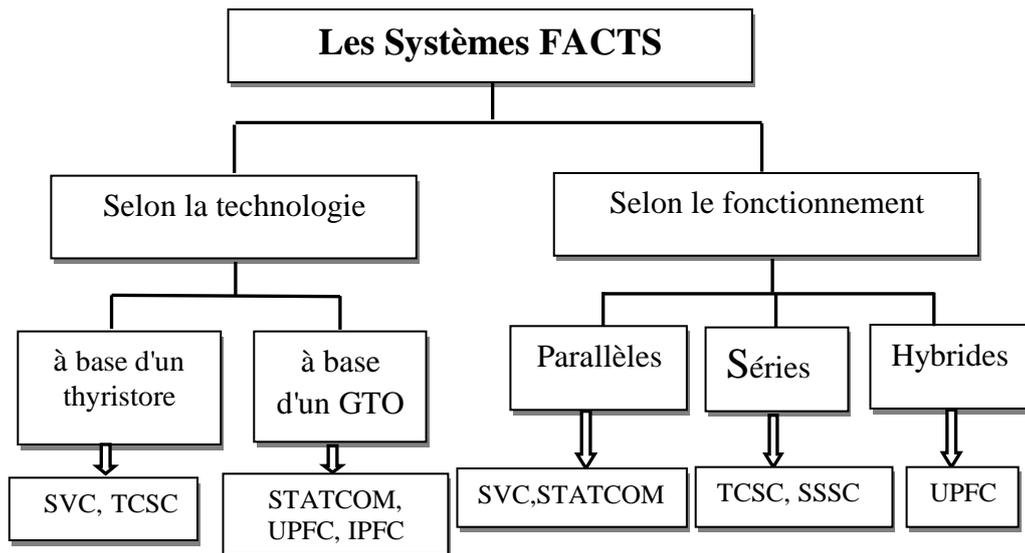


Figure (II.1) : Classification des dispositifs FACTS.

II.4.1. Compensateurs Parallèles :

Tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne [7,10].

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont:

II .4.1.1.Compensateurs parallèles à base de thyristors :

Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie électrique réactive absorbée par l'inductance du dispositif. Il s'agit de [10] :

a) TCR (Thyristor Controlled Reactor) :

Un circuit TCR est composé d'une inductance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure (II.2). La valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [10,11].

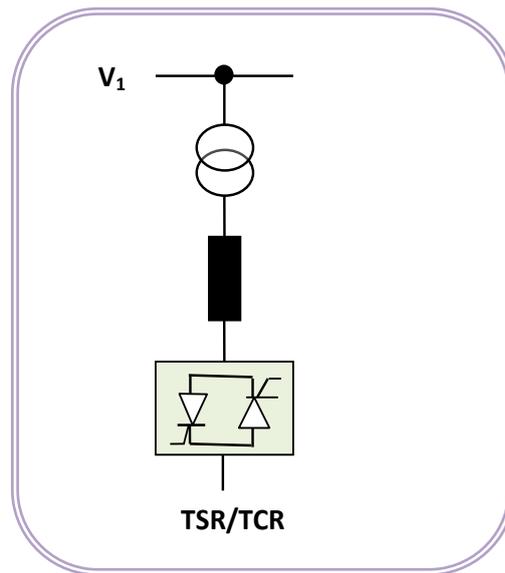


Figure (II. 2) : Schéma du TCR.

b) TSC (Thyristor Switched Capacitor) :

Dans le TSC (CCT: Condensateurs Commandés par Thyristor), le circuit est composé d'un condensateur placé en série avec deux thyristors montés en antiparallèle. Les thyristors fonctionnent en pleine conduction, comme le montre la figure (II.3) [9].

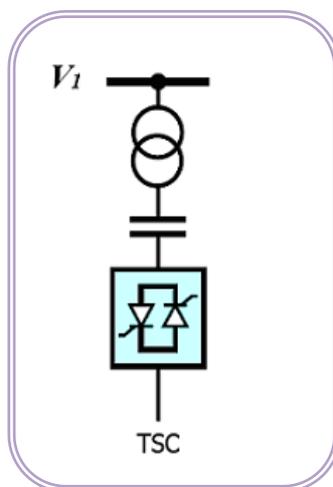
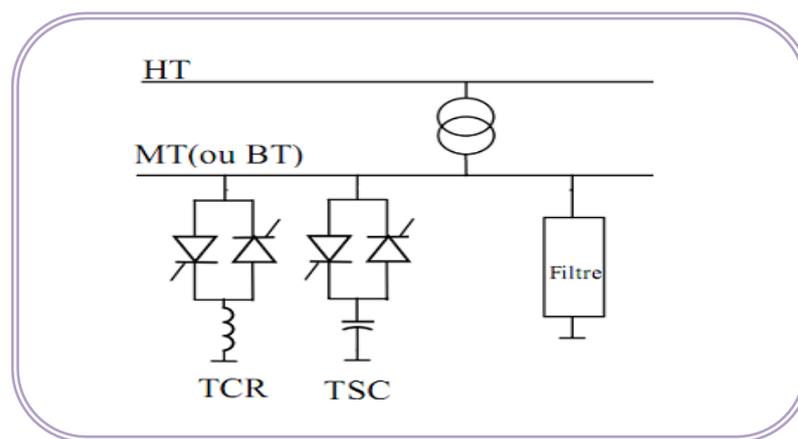


Figure (II. 3) : Schéma du TSC.

c) SVC (Static Var Compensator) :

L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique de puissance réactive) (CSPR). Pour augmenter ou diminuer la tension d'une ligne de transport, on peut brancher un condensateur ou une inductance shunt qui génère ou absorbe de la puissance réactive. Cette manœuvre peut se faire automatiquement en utilisant un compensateur statique, comme montre la figure (II. 4) [9,10].



Figure(II.4) : Schéma du SVC.

d) TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor) :

Ce type de compensateur, connecté en parallèle, est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations [11].

II .4 .1 .2 . Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors :

Le STATCOM est un compensateur fonctionnant en parallèle avec la ligne de transmission. Son courant inductif ou capacitif de sortie peut être contrôlé indépendamment du réseau [10].

Le STATCOM est représenté par la figure (II.5). Il a connu jusqu'à présent plusieurs appellations [10,11] :

- ASVC (Advanced Static Var Compensator) .
- STAT CON (STATIC CONDENSER) .

- SVG (Static Var Generator) .
- SVC light.

Le STATCOM est constitué d'un transformateur de couplage, un convertisseur de tension, et une source de stockage pour le côté DC. Le transformateur de couplage a deux rôles:

- Lier le STATCOM avec le système AC.
- L'inductance de liaison a l'avantage que la source DC ne soit pas court-circuitée.

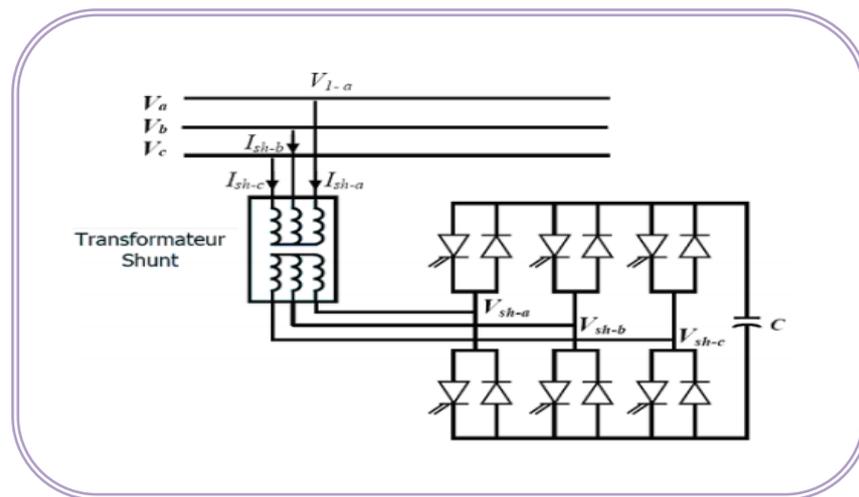


Figure (II.5) : Schéma de base du STATCOM.

II.4 .2 Compensateurs séries :

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en y insérant des éléments en série [4, 11,12].

II.4 .2 .1 Compensateurs séries à base de thyristor:

En pratique, les compensateurs série à thyristors sont souvent des combinaisons de branches contrôlées et d'éléments de valeurs fixe. Les compensateurs série à base de thyristors les plus connus sont [10] :

a) **TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) :**

Un module de TCSC est composé d'un banc de condensateur en parallèle avec une inductance commandée par thyristors. L'impédance totale vue par la ligne est une combinaison parallèle de capacité et de l'inductance équivalente figure (II.6) variable selon l'angle d'allumage des thyristors. On peut aligner plusieurs modules commandés en série dans la ligne à compenser [10].

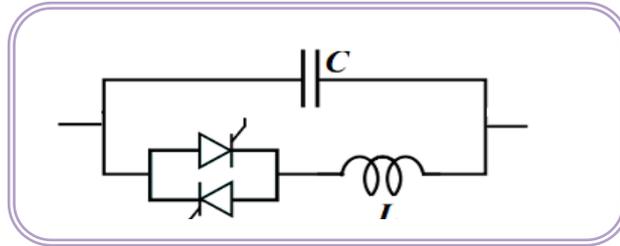


Figure (II.6) : Structure d'un TCSC.

b) **TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor):**

Le compensateur série commuté par thyristor TSSC est le premier qui apparaît dans la famille des compensateurs série. La différence entre le (TSSC) et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de "90" soit de "180" [9].

c) **TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor):**

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable (voir figure II .7) [10,12].

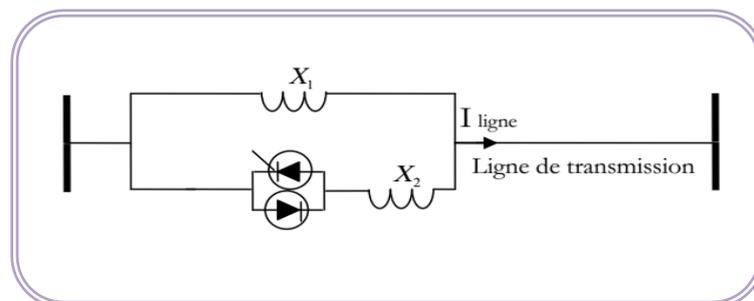


Figure (II.7) : Structure d'un TCSR.

d) TSSR (Thyristor Switched Series Reactor):

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage peut être soit de 90 degrés soit de 180 degrés [12].

II .4 .2 .2 Compensateurs séries à base de GTO thyristors:

Le compensateur série à base de GTO thyristors le plus connu est:

a) SSSC (Static Synchronous Series Compensator):

C'est un convertisseur à source de tension placée en série avec la ligne de transport d'énergie électrique à travers un transformateur. Ce type de compensateur est le dispositif le plus important de cette famille.

Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne.

La figure (II .8) montre le branchement d'un SSSC sur la ligne de transport [6,10].

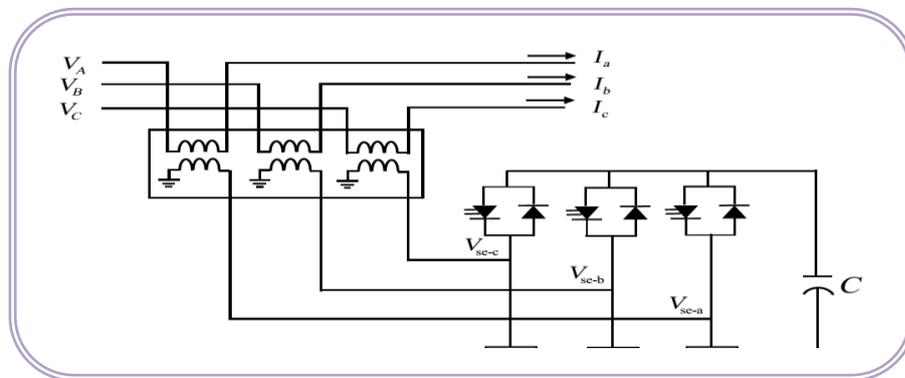


Figure (II.8) : Schéma de base du SSSC

Ce dispositif appelé aussi DVR (Dynamic Voltage Restorer) est utilisé généralement dans les réseaux de distribution afin de résoudre les problèmes de qualité d'énergie tel que les creux de tensions et maintenir ces dernières à des niveaux constants [9].

II .4.3. Compensateurs hybrides (série – parallèle) :

Ce type de compensateur assemblé entre les dispositifs séries et les dispositifs shunts commandé d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils sont donc capables de contrôler les trois paramètres (tension, impédance et angle de déphasage) qui permettent de contrôler le transit de puissance sur une ligne de transport [8].

II .4.3.1. Compensateurs hybrides à base de thyristors :

a) TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator):

Le TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à régleur en charge (LTC : Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Le TCPAR est constitué de deux transformateurs [10,12].

L'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle figure (II .9). Ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1, n_2, n_3). Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario [10].

Le TCPAR a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction. Par contre, comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation. L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1, n_2, n_3 . Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre 27 valeurs différentes [10,12].

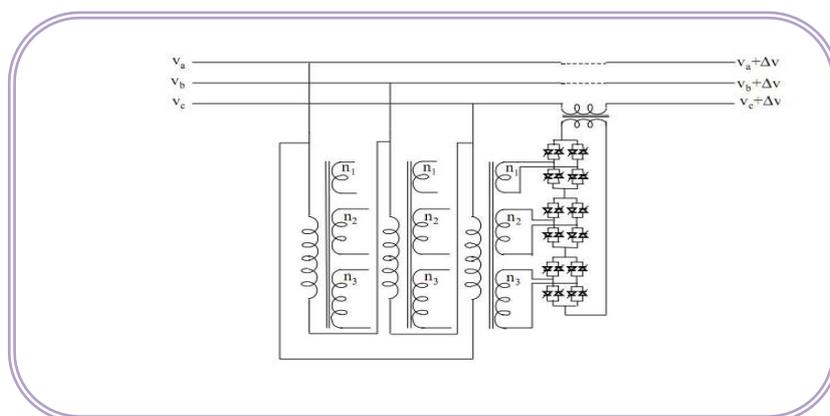


Figure (II.9) : Schéma du TCPAR.

Le diagramme déphaseurs du TCPAR est représenté comme suit

Voir figure (II.10) [10] :

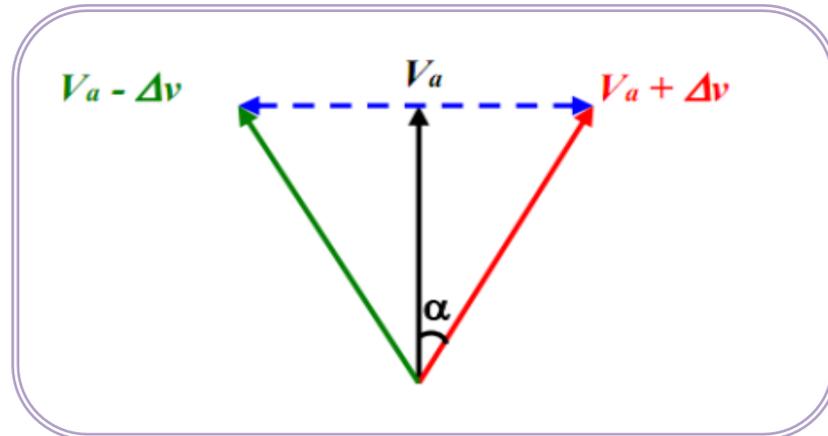


Figure (II .10) : Diagramme vectoriel du TCPAR.

II .4.3.2. Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors:

a) IPFC (Interline Power Flow Controller):

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC (Interline Power Flow Controller) est formé de plusieurs SSSC, chacun fournit une compensation sérié à une seule ligne. Les SSSC sont raccordés en parallèle du côté continu, permettant le transfert et la compensation entre les lignes. Le principe de l'IPFC est illustré dans la figure (II .11) [9,10].

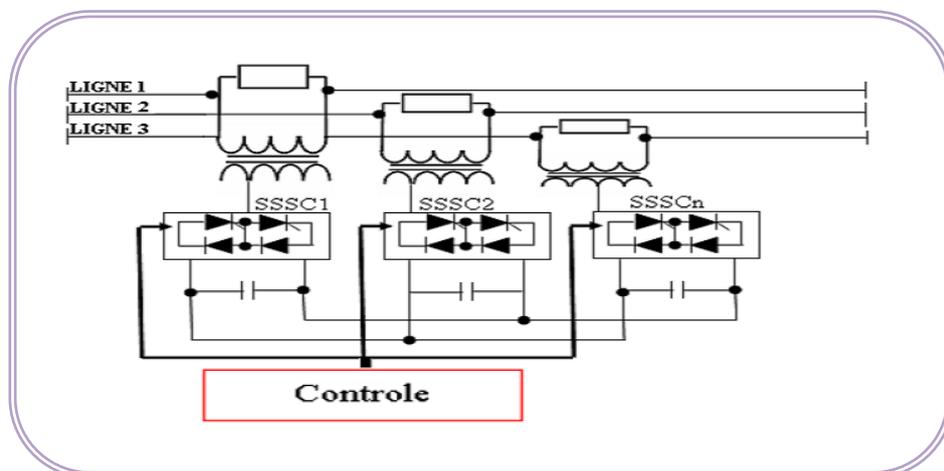
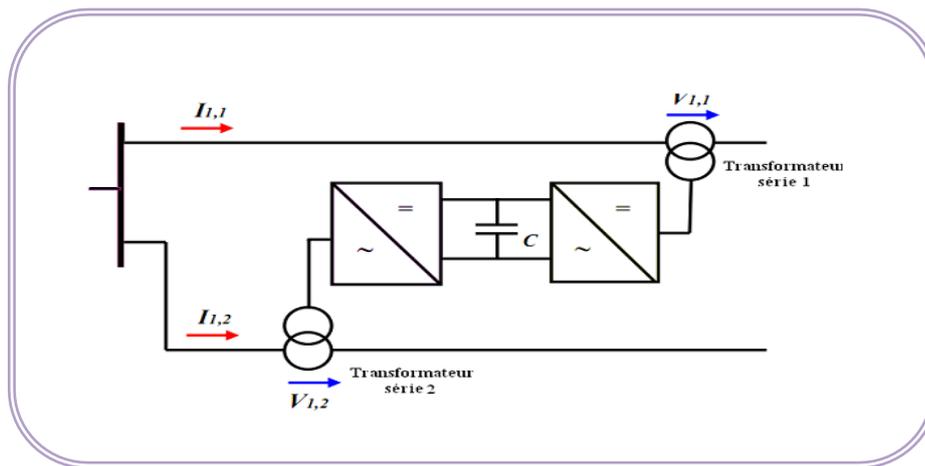


Figure (II.11) : Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes.

L'IPFC permet de transférer de la puissance active et réactive entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances actives et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. Les tensions injectées possèdent une composante en quadrature et une composante en phase avec les courants respectifs des lignes, alors que la composante en phase définit le niveau de puissance active échangée avec les autres lignes. Sur la liaison continue, le bilan est toujours nul [10].



Figure(II.12) : Schéma de base d'un IPFC.

b) UPFC (Unified Power Flow Controller)

Le contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (Unified Power Flow Controller) est composé de deux convertisseurs (redresseur et onduleur) connectés par une liaison continue, l'un étant raccordé en parallèle et l'autre en série. Il s'agit en fait de la combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC. Son schéma est représenté par la figure (II.13).

Le principe de l'UPFC consiste à dériver un courant et le réinjecter avec un déphasage bien approprié par l'intermédiaire du convertisseur série onduleur générant une tension contrôlée en phase et en amplitude, ce qui impose le sens, la valeur et la direction des flux de puissance transportés sur la ligne.

Donc L'UPFC est un contrôleur dextrement flexible et offre une capacité de contrôleur Incomparable. Le convertisseur parallèle génère une tension U_{pq} , contrôlée en amplitude et en phase, qui est insérée dans la ligne [10].

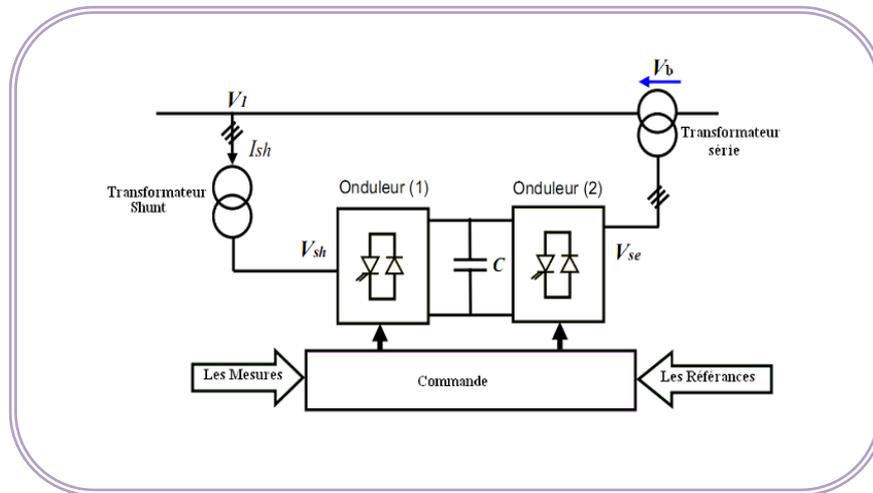


Figure (II.13) : Schéma de base d'un UPFC.

Nous nous intéressons dans cette partie de travail à la modélisation des dispositifs FACTS shunt (SVC) pour améliorant le comportement du réseau électrique en minimisant plusieurs objectifs.

II. 5. Compensateur statique SVC

II .5.1. Définition du SVC :

Le SVC est un **compensateur statique d'énergie réactive**, et aussi c'est un dispositif de l'électronique de puissance destiné à compenser la circulation de puissance réactive sur les réseaux électriques ensuite contrôler la tension. Il fait partie du groupe des FACTS. Le SVC règle la tension sur ses bornes en commandant la quantité de puissance réactive a injecté ou absorbé dans un système d'alimentation. Quand la tension de système est basse, le SVC développe la puissance réactive (SVC capacitif). Quand la tension de système est haute, il absorbe la puissance réactive (SVC inductif). Le contrôle de la tension sur le réseau, la répartition des flux de puissance est aussi lié à la valeur de la tension en chaque nœud du réseau. La tenue de tension est réalisée avec l'injection ou soutirage de puissance réactive dans les différents nœuds du réseau [13].

II .5.2. Structure de principe :

La figure(II.14) donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique shunt. Il est composé d'un condensateur de réactance " X_C " dont la puissance réactive fournie peut être complètement enclenchée ou complètement déclenchée et d'une bobine d'induction de réactance inductive " X_L " dont la puissance réactive absorbée est commandée entre zéro et sa valeur maximale par des thyristors montés en tête-bêche pour assurer des inversions très rapides du courant [3, 13].

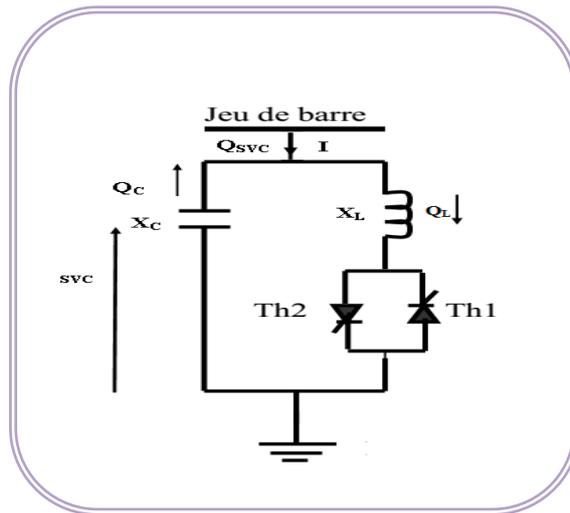
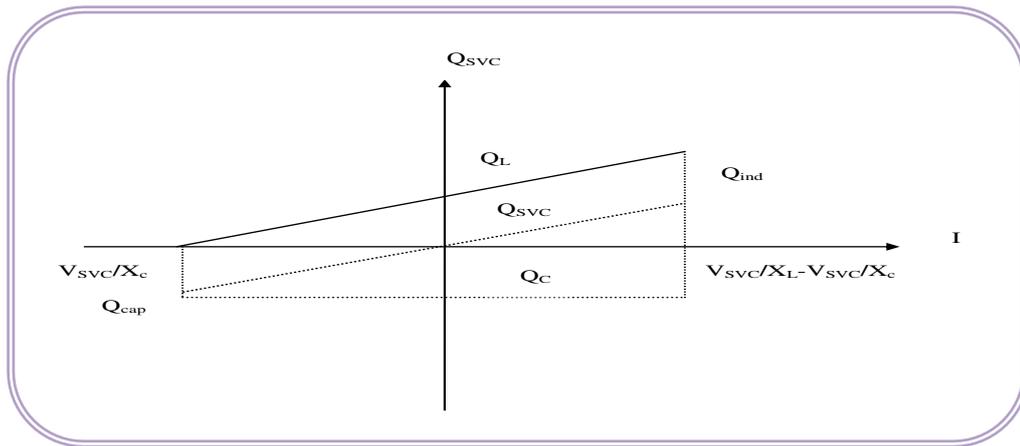


Figure (II.14): Représentation schématique monophasée d'un compensateur Statique.

Pour fixer le signe de puissance réactive Q_{svc} , le compensateur est considéré comme un commutateur. La puissance réactive Q_{svc} est positive lorsqu'elle est absorbée par le compensateur (comportement inductif), le courant d'entrée I est un courant réactif, il est supposé positif lorsqu'il est retardé de 90° par rapport à la tension V_{svc} . Si par contre, le compensateur fournit de la puissance réactive (comportement capacitif), cette dernière est considérée comme étant négative, ainsi que le courant I . Ces relations sont prises en compte sur la figure (II.15). Par conséquent, la puissance réactive Q_L est positive alors que la puissance réactive Q_C est négative [3].



Figure(II.15) : Exigences posées à la puissance réactive.

La puissance réactive Q_{svc} varie entre une valeur inductive " Q_{ind} " et une valeur capacitive " Q_{cap} ", avec [13] :

$$Q_{cap} = \frac{V_{svc}^2}{X_C} \quad (II - 1)$$

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

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

II .5.3. Constitution du SVC :

Le compensateur statique SVC est composé de plusieurs éléments tel que le condensateur fixe (FC) qui est commandé par des éléments mécaniques; d'une réactance commandée par thyristors (TCR) et de condensateurs commutés par des thyristors (TSC), et parfois de réactance commutée par thyristors (TSR), et des filtres d'harmoniques [13].

II.5.3.1. Condensateur fixe (FC):

Le condensateur fixe fournit à la barre une puissance réactive fixe, il est connecté au réseau mécaniquement et comporte un contrôle pour l'ouverture du disjoncteur qui le relie à la barre [3,9].

II.5.3.2. Réactance commandée par thyristors (TCR) :

a) Principe de fonctionnement:

La réactance commandée par thyristors TCR (Thyristor-Controlled Reactor) possède une bobine d'inductance fixe L branchée en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle montré sur la figure (II.16) la réactance contrôlée par thyristors permet un contrôle plus fin de la puissance réactive car elle permet un contrôle continu du courant de compensation. Les thyristors sont enclenchés avec un certain angle d'allumage α et conduisent alternativement sur une demi-période. On définit l'angle d'allumage α à partir du passage par zéro dans le sens positif de la tension aux bornes du thyristor à allumer. L'angle de conduction σ est l'angle pendant lequel les thyristors conduisent. Un thyristor se met à conduire quand un signal de gâchette lui est envoyé et la tension à ses bornes est positive. Il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule. Les thyristors sont allumés de façon symétrique toutes les demi-périodes. Le courant à fréquence fondamentale est réglé par la commande de phase de la valve à thyristors. En pleine conduction ($\alpha=90^\circ$), le courant est essentiellement réactif et sinusoïdal, et lorsque $\alpha=180^\circ$, on n'est en conduction nulle. La relation qui lie l'angle d'allumage et angle de conduction en régime permanent est [9,13] :

$$\sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (\text{II} - 3)$$

Une conduction partielle des thyristors est accomplie avec un angle d'amorçage α compris entre 90° et 180° , a pour effet de réduire la fondamentale du courant voir figure (II.16), et donc de diminuer la susceptance apparente de l'inductance [3].

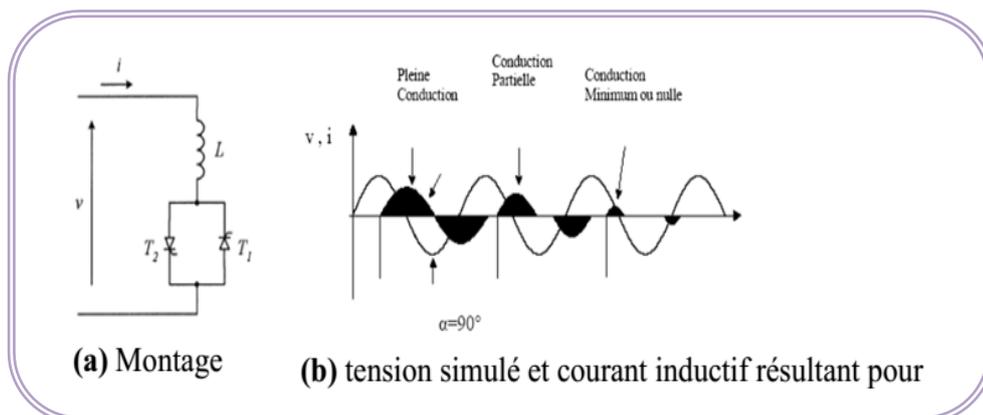


Figure (II.16) : Réactance commandée par thyristors.

Lorsque l'angle d'allumage (amorçage) est fixe, on parle d'inductance commutée par thyristor TSR (Thyristor-Switched Reactor). Généralement α vaut 90° . Dans ce cas, les thyristors sont en pleine conduction sur un nombre entier de demi-périodes et le TSR ne génère pas de courants harmoniques. En revanche, la valeur de la susceptance effective n'est pas modulable et il n'y a que deux cas de fonctionnement possibles. Lorsque les thyristors sont enclenchés, le courant réactif IL absorbé par le TSR est proportionnel à la tension appliquée V. il est nul lorsque la valve à thyristors reste ouverte. Les valeurs maximales admissibles du courant et la de tension doivent être respectées. Le recours à plusieurs branches TSR connectées en parallèles permet d'obtenir une admittance réactive contrôlable par palier, tout en conservant un courant sinusoïdal [13].

II.5.3.3. Condensateur commuté par thyristors (TSC):

Le condensateur commuté par thyristors TSC (Thyristor-Switched Capacitor) est composé d'un condensateur fixe C branché en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle et une bobine d'inductance d'atténuation L_ℓ (figure II.17). Le commutateur a pour rôle de d'enclencher et de déclencher le condensateur pour un nombre entier de demi-cycles de la tension appliquée [3,9].

Le condensateur n'est ainsi pas commandé en phase, mais simplement enclenché et déclenché. L'inductance d'atténuation sert à limiter le courant en cas de fonctionnement anormal et à éviter la résonance avec le réseau à des fréquences particulières. Pour avoir un minimum de perturbations transitoires, les instants de commutation sont choisis de façon à ce que la tension aux bornes des thyristors soit minimale [13].

L'enclenchement est donc réalisé lorsque la tension résiduelle du condensateur est égale à la tension instantanée du réseau.

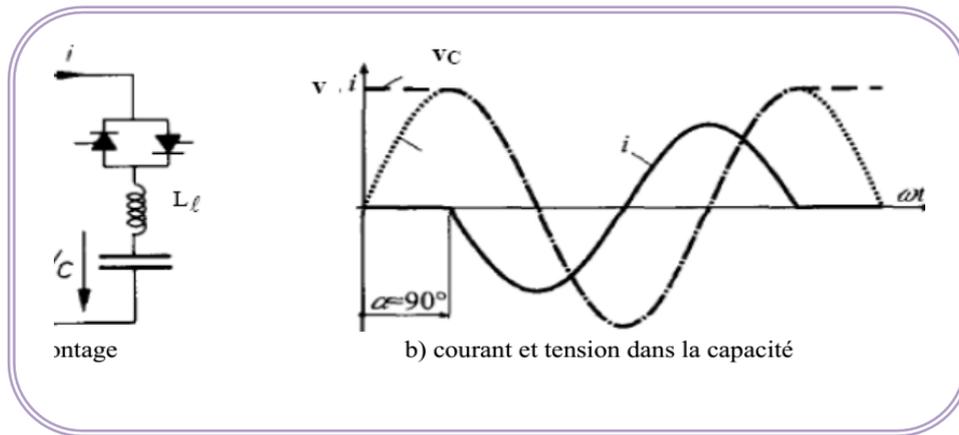


Figure (II.17): Condensateur commuté par thyristors.

Le condensateur peut être commuté avec un minimum de transitoire si le thyristor est allumé (état on), au l'instant quand la tension V_C du condensateur et la tension V du réseau ont la même valeur. La susceptance étant fixe, le courant dans le TSC varie linéairement avec la tension V (qui explique l'absence des harmoniques sur le TSC). La zone de fonctionnement est similaire à celle d'un TSR; elle est illustrée à figure (II.18).

Généralement le SVC de type TSC contient n banc de TSC montés en parallèle. La susceptance est ajusté par le contrôle du nombre de condensateurs parallèles en conduction. Chaque condensateur conduit toujours pour un nombre intégrant de demi-cycle. La relation qui relie le courant de compensation et le nombre de condensateurs en conduction est montrée dans la figure (II.18).

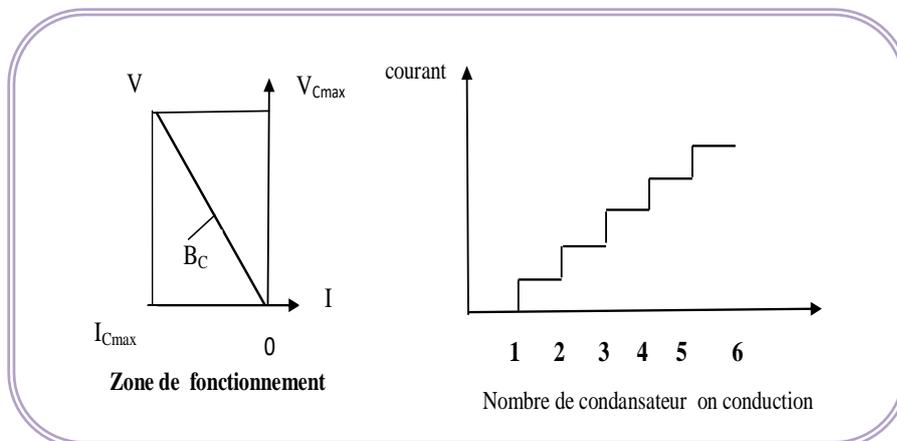


Figure (II.18): Principe du TSC.

Plusieurs TSC de tailles différentes peuvent être mis en parallèle, de façon à former un banc de condensateurs enclenchés et déclenchés par thyristors. Dans certaines installations, les commutations sont parfois réalisables par disjoncteurs. Ce type de dispositif porte le nom de condensateur commuté mécaniquement MSC (Mechanically-Switched Capacitor). Les MSCs sont des dispositifs conçus pour n'être enclenchés et déclenchés que quelques fois par jour. De ce fait, leur fonction principale est de fournir de la puissance réactive en régime permanent [13].

II. 5.4. Modélisation du dispositif SVC :

Les dispositifs FACTS shunt modélisés sont des compensateurs statiques de puissances réactives tels que le SVC et autres dérivés (TCR, TSC). Bien qu'ils présentent des performances moins bonnes que le compensateur statique synchrone, elles ne sont guère importantes en régime permanent. De plus, les simulations sont réalisées pour des cas où les tensions sont proches de la valeur nominale. Dans cette situation, le SVC et le STATCOM présentent des caractéristiques semblables [13].

II. 5.4.1. Modèle de compensateur statique de puissance réactive SVC :

Le dispositif SVC est modélisé par une admittance shunt Y_{SVC} variable. Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire (voir figure II.14) [3].

La réactance du SVC est déterminée par la combinaison parallèle de X_C et X_{TCR} : La réactance du TCR est :

$$X_{TCR}(\alpha) = \frac{\pi X_L}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha} \quad (II - 4)$$

Donc :

$$X_{SCV}(\alpha) = \frac{\pi X_L}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha - \pi \frac{X_L}{X_C}} \quad (II - 5)$$

$$y_{SCV} = j \frac{1}{X_L X_C} \left[X_L - \frac{X_C}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha) \right] \quad (II - 6)$$

Et:

$$Q_{SVC} = -y_{SVC} V_K^2 \quad (II - 7)$$

Ou : K: indique le nœud de contrôle.

$$Q_{SVC} = -\frac{V_K^2}{X_L X_C} \left[X_L - \frac{X_C}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha) \right] \quad (\text{II} - 8)$$

On distingue trois modes de fonctionnement pour le compensateur statique SVC : Le mode automatique, le mode manuel et le mode hors service.

- 1- Le mode automatique correspond au fonctionnement normal. Dans ce mode, le régulateur de tension opère en boucle fermée.
- 2- Dans le mode manuel, la sortie du régulateur est imposée indépendamment de la tension mesurée au primaire du transformateur.
- 3- Le mode hors service est obtenu lorsque les thyristors de TCR et des TSCS ne sont jamais amorcés. Dans ce cas, le secondaire du transformateur est en circuit ouvert, le réseau alimente le transformateur du compensateur statique à vide [13].

II .6. Coût des dispositifs FACTS:

Mis à part les avantages techniques apportés par les FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation.

Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système ou encore la technologie du semi-conducteur utilisé [4].

II .7. Les avantages et Inconvénients des dispositifs FACTS :

II .7.1. Les avantages dispositifs FACTS :

Les avantages apportés aux réseaux électriques sont [14] :

- Contrôle le transit de la puissance active.
- Augmente la sécurité des systèmes énergétiques (augmentation de la limite de la stabilité transitoire, amortissement des oscillations ...).
- Réduit le transit de l'énergie réactive.

- Optimise les puissances générées, donc réduit le coût de production de l'énergie.
- Améliorée l'interconnexion et l'échange énergétique.

II .7. 2 .Inconvénients des dispositifs FACTS :

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions pour aider les systèmes électriques, mais ils présentent aussi des inconvénients. En plus, qu'ils ne représentent pas une solution universelle, ils existent plusieurs contraintes pour que ces dispositifs soient efficaces et rentables [10] :

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

II .8.Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de dispositifs FACTS shunt série et hybride, leur technologie et mode de fonctionnement. Les systèmes FACTS ont la capacité d'augmenter la puissance transmissible dans la ligne en utilisant des commandes appropriées. Ses systèmes peuvent également améliorer la stabilité du réseau de transport. Nous avons choisi SVC qui va être placé de façon optimale dans un réseau d'énergie électrique à l'aide d'un Algorithme PSO et Monte Carlo.

Les méthodes

Méta-heuristiques

III.1. Introduction :

Les méta-heuristiques sont apparues dans les années 1980 et forment une famille d'algorithmes d'optimisation dont le but est la résolution des problèmes d'optimisation qui est difficile à réaliser.

Les méta-heuristiques sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (les méthodes de voisinage comme le recuit simulé et la recherche Tabou), en biologie de l'évolution (les algorithmes évolutifs comme les algorithmes génétiques et les stratégies d'évolution) ou encore en étiologie (les algorithmes de colonies de fourmis, l'essaim de particules, etc..).

Les algorithmes méta-heuristiques permettent de s'approcher d'une ou de plusieurs solutions à des problèmes dits "difficiles" qui s'apparentent à des problèmes d'optimisations. Le principe d'une méta-heuristique est de minimiser ou de maximiser une fonction objective, qui décrit la qualité d'une solution au problème c'est-à-dire la précision ou le degré de l'approximation de la solution exacte et même la rapidité de la méthode. L'avantage des méta-heuristiques est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local [15].

III.2. Définition des Méthodes Méta heuristiques:

Le mot « méta-heuristique » est composé d'un suffixe « méta » qui signifie niveau supérieur et du mot "heuristique" qui vient du grec « heurein » signifie « découvrir » et qualifie tout ce qui sert à la découverte, à l'invention et à la recherche. Donc, le terme méta- heuristique signifie trouver un niveau supérieur ou un niveau meilleur de recherche [15].

Les méta-heuristiques sont un ensemble d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Ces techniques méta-heuristiques peuvent être classées en deux groupes : les méthodes à population de solutions connues sous le nom d'algorithmes évolutionnaires comme les algorithmes génétiques...etc., ainsi que les méthodes à solution unique comme le recuit simulé. Les méthodes méta-heuristiques ont prouvé leurs efficacités dans le domaine de l'optimisation mono-objectif. Actuellement les recherches qui utilisent ces algorithmes sont développées pour la résolution des problèmes d'optimisation multi-objectif, en tenant compte de plusieurs contraintes et de nouvelles configurations des réseaux électriques[16].

Les méta-heuristiques sont souvent employées pour leur facilité de programmation et de manipulation. Parmi les méta-heuristiques les plus connues on cite : les algorithmes génétiques, Les algorithmes d'optimisation par essaims de particules, les algorithmes de colonies de fourmis, les algorithmes à évolution différentielle, Les stratégies d'évolution...etc [17].

III.2.1. Principe de voisinage :

Sans conteste, le principe général le plus largement utilisé dans l'élaboration des méta-heuristiques est celui de voisinage. À chaque solution S du problème, on associe un sous-ensemble $V(S)$ de solutions. Une méthode de voisinage débute généralement avec une configuration initiale s à laquelle un processus itératif est appliqué. Il cherche à améliorer la configuration courante en le remplaçant par une de ses voisines en tenant compte de la fonction objective. Ce processus s'arrête et retourne à la meilleure solution trouvée lorsque le critère d'arrêt est atteint. Cette condition d'arrêt concerne généralement une limite sur le nombre d'itérations ou sur l'objectif à réaliser. Les méthodes de voisinage diffèrent principalement entre elles par le voisinage utilisé et la stratégie de parcours d'une solution voisine [16].

Dans la section qui suit, on essayera de donner un bref aperçu sur les méthodes méta-heuristiques de base les plus populaires.

III.2.2. Recuit Simulé :

La méthode de recuit simulé (Simulated Annealing) a été proposée en 1983 par Kirkpatrick.

Elle est inspirée du processus de recuit utilisé en métallurgie pour améliorer la qualité d'un solide en cherchant un état d'énergie minimum. Le métal est tout d'abord chauffé à une température élevée à laquelle il devient liquide, puis refroidi de manière progressive pour retrouver sa forme solide. Chaque température est maintenue jusqu'à ce que la matière atteigne un équilibre thermo hydraulique. La méthode du recuit simulé, appliquée aux problèmes d'optimisation, considère une solution initiale et recherche dans son voisinage une autre solution de façon aléatoire. Au début de l'algorithme un paramètre T apparenté à la température, est déterminé et décroît tout au long de l'algorithme pour tendre vers 0. De la valeur de ce paramètre va dépendre la probabilité d'acceptation des solutions détériorées [2].

III.2.3. Recherche taboue :

La méthode taboue (Tabu Search) est une méthode générale d'optimisation combinatoire qui a été développée par F.Glover durant l'année 1980 [2]. Elle utilise la notion de mémoire pour éviter un optimum local. Le principe de l'algorithme est le suivant; à chaque itération, le voisinage de la solution est sélectionné en appliquant le principe de voisinage. La méthode autorise de remonter vers des solutions qui semblent moins intéressantes mais qui ont peut être un meilleur voisinage. Des fois, ce principe engendre des phénomènes de cyclage entre deux solutions, tandis que la méthode taboue a l'interdiction de visiter une solution récemment visitée. Pour cela, une liste taboue contenant les attributs des dernières solutions considérées est tenue à jour. Chaque nouvelle solution considérée enlève de cette liste la solution la plus anciennement visitée. Ainsi, la recherche de la solution suivante se fait dans le voisinage de la solution actuelle sans considérer les solutions appartenant à la liste taboue [2,16].

III.2.4. Algorithmes Génétiques :

Les algorithmes génétiques appartiennent à la famille des algorithmes évolutionnistes. Leur but est d'obtenir une solution approchée à un problème d'optimisation [16]. La solution optimale est cherchée à partir d'une population de solutions en utilisant des processus aléatoires. La recherche de la meilleure solution est effectuée en créant une nouvelle génération de solutions par application successive, à la population courante, de trois opérateurs : la sélection, le croisement,

et la mutation. Ces opérations sont répétées jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit atteint [2,16].

III.3. Comment faire le choix d'une méthode méta-heuristique :

Il est crucial que le choix d'une méthode à une autre soit influé par la solution (le dilemme précision-rapidité) et repose essentiellement sur les points suivants [15] :

- La nature du problème à optimiser en adaptant l'algorithme choisi.
- L'adaptation des diverses étapes de l'algorithme notamment l'initialisation.
- Le choix de la représentation des solutions manipulées.

Dans ce chapitre, on s'intéresse à la méthode Monte Carlo et l'optimisation par Essaim de particules (PSO).

III.4. L'optimisation par essaim de particules (PSO) :

L'optimisation par Essaim de Particules (OEP) est une méta-heuristique née en 1995 aux Etats-Unis et inventée par Russel Eberhart et James Kennedy sous le nom de Particle Swarm Optimization (PSO). Cette technique est fondée sur l'analogie des essaims d'oiseaux et de la scolarisation des poissons dans la nature. Elle a été présentée comme alternative aux AG et possède des similitudes avec l'algorithme des colonies de fourmis [15].

En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes, alors qu'individuellement chaque individu a une intelligence limitée et une connaissance seulement locale de sa situation dans l'essaim. Un individu de l'essaim n'a pour connaissance que la position et la vitesse de ses plus proches voisins. Chaque individu utilise donc, non seulement, sa propre mémoire, mais aussi l'information locale sur ses plus proches voisins pour décider de son propre déplacement. Des règles simples, telles que "aller à la même vitesse que les autres", "se déplacer dans la même direction" ou encore "rester proche de ses voisins" sont des exemples de comportements qui suffisent à maintenir la cohésion de l'essaim, et qui permettent la mise en œuvre de comportements collectifs complexes et adaptatifs. L'intelligence globale de l'essaim est donc la conséquence

directe des interactions locales entre les différentes particules de l'essaim. La performance du système entier est supérieure à la somme des performances de ses parties.

Kennedy et Eberhart se sont inspirés de ces comportements socio-psychologiques pour créer l'OEP. Un essaim de particules, qui sont des solutions potentielles au problème d'optimisation, "survole" l'espace de recherche, en quête de l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes:

Pour des systèmes simples les principales caractéristiques sont :

1. L'information locale : Chaque individu ne possède qu'une connaissance partielle de l'environnement et n'a pas conscience de la totalité des éléments qui influencent le groupe.
2. L'ensemble de règles : Chaque individu obéit à un ensemble restreint de règles simples par rapport au comportement du système global.
3. Les interactions multiples : Chaque individu est en relation avec un ou plusieurs autres individus du groupe.
4. La collectivité : les individus trouvent un bénéfice à collaborer (parfois instinctivement) et leur performance est meilleure que s'ils avaient été seuls.

L'intelligence collective est observée notamment chez les insectes sociaux (fourmis, termites et abeilles) et les animaux en mouvement (oiseaux migrateurs, bancs de poissons). En conséquence, plusieurs algorithmes basés sur le principe d'intelligence collective ont été introduits : on peut citer les colonies de fourmis et les essaims particulaires [17].

III.4.1. Principe de fonctionnement :

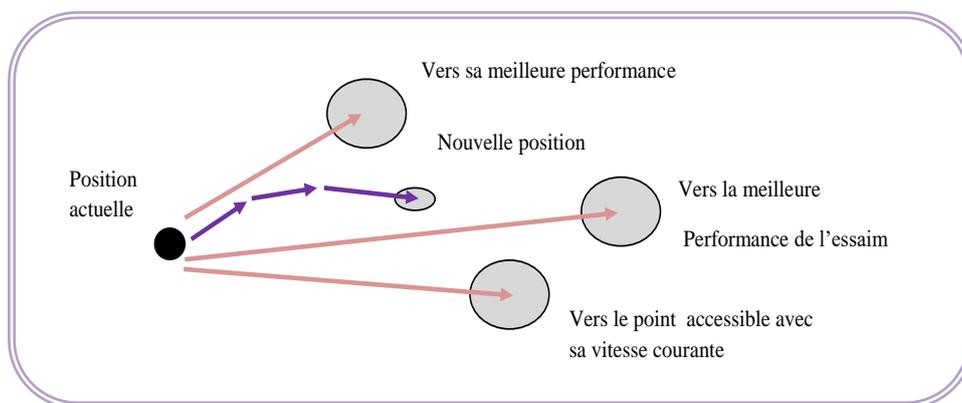
Ainsi, grâce à des règles de déplacement très simples (dans l'espace de solutions), les particules peuvent converger progressivement vers un optimum. Cette méta-heuristique semble cependant mieux fonctionner pour des espaces en variables continues. Au départ de l'algorithme, un essaim est réparti au hasard dans l'espace de recherche de dimension D , chaque particule p est aléatoirement placée dans la

position $\vec{X} = (X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{iD})$ de l'espace de recherche, chaque particule possède également une vitesse $\vec{V} = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iD})$ aléatoire.

Ensuite, à chaque pas de temps [17] :

- chaque particule est capable d'évaluer la qualité de sa position et de garder en mémoire sa meilleure performance $\vec{P} = (p_{i1}, p_{i2}, \dots, p_{iD})$: la meilleure position qu'elle a atteinte jusqu'ici (qui peut en fait être parfois la position courante) et sa qualité (la valeur en cette position de la fonction à optimiser).
- chaque particule est capable d'interroger un certain nombre de ses congénères (ses informatrices, dont elle-même) et d'obtenir de chacune d'entre elles sa propre meilleure performance $\vec{G} = (g_{i1}, g_{i2}, \dots, g_{iD})$ (et la qualité afférente).
- à chaque pas de temps, chaque particule choisit la meilleure des meilleures performances dont elle a connaissance, modifie sa vitesse V en fonction de cette information et de ses propres données et se déplace en conséquence.

La modification de la vitesse est une simple combinaison linéaire de trois tendances, à savoir sa propre vitesse courante, sa propre expérience et la tendance vers la meilleure performance de son essaim .La mise à jour des deux vecteurs vitesses et position, de chaque particule p dans l'essaim, est donnée par les équations (III-1) et (III-3) [17]:



Figure(III.1): Représentation schématique du déplacement d'une particule.

$$V(t + 1) = w * V(t) + C_1 * rand_1 * (pbest(t) - X(t)) + C_2 * rand_2 * (Gbest(t) - X(t)) \quad (III - 1)$$

Avec :

$X(t)$: Position de la particule $P(t)$.

$V(t)$: Vitesse de la particule $P(t)$.

$Pbest(t)$: Meilleure fitness obtenue pour la particule $P(t)$.

$Gbest(t)$: Position de la particule $P(t)$ pour la meilleure fitness.

Où w est en général une constante appelée, coefficient d'inertie C_1 et C_2 sont deux constantes, appelées coefficients d'accélération, $rand_1$, $rand_2$ sont deux nombres aléatoires tirés uniformément de l'intervalle $[0,1]$ à chaque itération et pour chaque dimension.

- $w * V(t)$ correspond à la composante physique du déplacement. Le paramètre w contrôle l'influence de la direction de déplacement sur le déplacement futur. Il est à noter que, dans certaines applications, le paramètre w peut être variable.
- $C_1 * rand_1 * (pbest(t) - X(t))$ correspond à la composante cognitive du déplacement. C_1 contrôle du comportement cognitif de particule.
- $C_2 * rand_2 * (Gbest(t) - X(t))$ correspond à la composante sociale du déplacement. C_2 Contrôle d'aptitude sociale de particule.

La combinaison des paramètres du coefficient d'inertie (w) et l'intensité d'attraction (C_1 et C_2) permet de régler l'équilibre entre les phases de diversification et d'intensification du processus de recherche. L'expression du facteur de poids la plus utilisée par le chercheur est formulé comme suit [18] :

$$w = (w_{\max} - w_{\min}) * \frac{(iter_{\max} - iter)}{iter_{\max}} + w_{\min} \quad (\text{III} - 2)$$

Où :

w_{\max} : Poids initial,

w_{\min} : Poids final,

$iter_{\max}$: Nombre d'itération maximum,

$iter$: Itération courante.

La position au temps t de la particule i est alors définie par l'équation

(III-3).

$$X(t + 1) = X(t) + V(t + 1) \quad (\text{III} - 3)$$

L'OEP (PSO) est un algorithme à population. Il commence par une initialisation aléatoire de l'essaim dans l'espace de recherche. A chaque itération de l'algorithme, chaque particule est déplacée suivant les équations (III-1) et (III-3). Une fois le déplacement des particules effectué, les nouvelles positions sont évaluées. Les $Pbest(t)$ ainsi que $Gbest(t)$ sont alors mis à jour. Cette procédure est résumée par l'Algorithme (figure III.1). N est le nombre de particules de l'essaim.

Le critère d'arrêt peut être différent suivant le problème posé. Si l'optimum global est connu a priori, on peut définir une "erreur acceptable" ε comme critère d'arrêt. Sinon, il est commun de fixer un nombre maximum d'évaluations de la fonction objectif ou un nombre maximum d'itérations.

III.4.2. Organigramme:

L'organigramme général du PSO, est présenté selon la procédure illustrée par la figure (III.2)[15].

Etape 1 : Génération d'un état initial de chaque particule

Les points de recherche initiaux, la position (X_i^0) et la vitesse (V_i^0) de chaque particule sont habituellement générés aléatoirement dans l'espace de recherche. Le point de recherche courant est placé à $pbest$ pour chaque agent. La meilleure valeur évaluée de $pbest$ est placée à $gbest$.

Etape 2 : Recherche d'une nouvelle position pour chaque agent

La valeur de la fonction objective est calculée pour chacun des agents. Si la valeur d'un agent est meilleure que son $pbest$ courant, $pbest$ prend cette nouvelle valeur. Si la meilleure valeur de $pbest$ est meilleure que $gbest$ courant, $gbest$ est remplacé par celle-ci et l'agent qui correspond à cette valeur est ainsi stocké.

Etape 3 : Modification de chaque point de recherche

Le point de recherche courant du chaque agent est changé en utilisant les équations (III-1), (III-2) et (III-3).

Etape 4 : Vérification de l'état de sortie

Le nombre courant d'itération atteint le nombre maximum d'itération $iter_{max}$, alors fin du programme, autrement, retourner à l'étape 2.

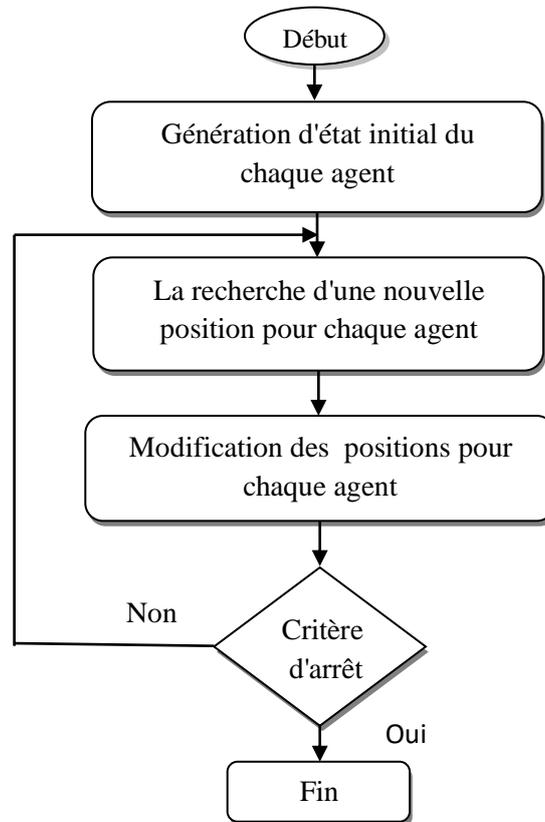
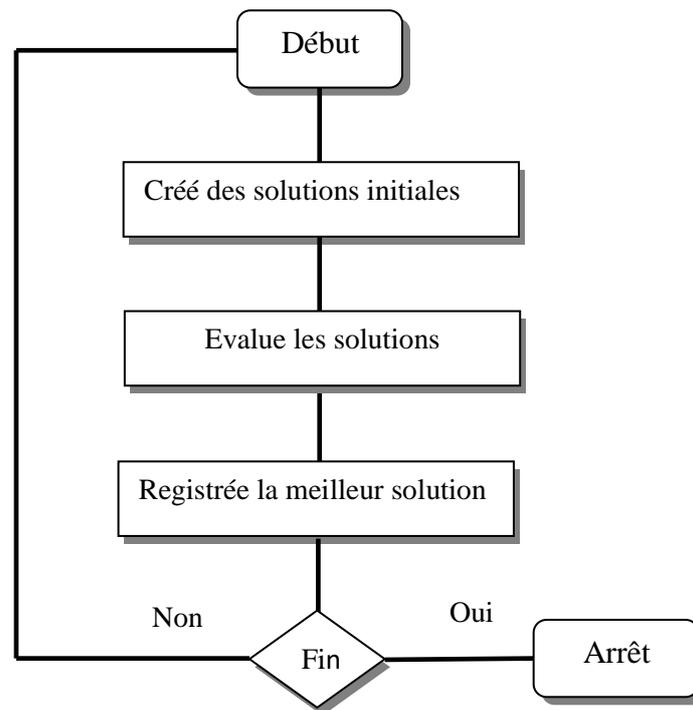


Figure (III.2): Organigramme général de PSO.

III.5.Monte Carlo :

C'est la plus simple des méthodes stochastiques. Elle consiste à tirer une solution au hasard à chaque itération. La fonction objective est évaluée en ce point. Si elle est meilleure que l'optimum courant, cette valeur est enregistrée, ainsi que la solution correspondante et le processus continue jusqu'à ce que les conditions d'arrêt soient vérifiées. Il s'agit donc d'un processus d'exploration [19].

III.5.1. Organigramme :**Figure (III.3):** Organigramme de la méthode Monte Carlo.

Le méthode monte carlo permet être utilisées en premier approche, pour avoir des renseignements utiles sur la forme de la fonction .elle permet par exemple de choisir de façon plus appropriée le point de départ d'un algorithme de recherche local. Toute fois cette association ne garantit par la localisation de l'optimum global [19].

III.6.Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons étudié les méthodes méta-heuristiques et plus particulièrement l'optimisation par Essaim de particules (PSO), et Monte Carlo. L'application de ces méthodes sur le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC dans un réseau test IEEE-30-Bus est l'objet du prochain chapitre.

CHAPITRE IV

Application et Résultats

IV.1.Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons procéder à l'implantation des dispositifs SVC dans un réseau électrique et voir leurs influences sur la stabilité de tension et sur les pertes actives. Par conséquent, nous devons prendre en considération le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC. Le problème de la stabilité de tension, est formulé dans notre cas, comme un problème d'optimisation mono et multi-objectif.

La réduction des pertes actives et minimiser de la déviation de tension et le coût d'investissement du SVC sont les principales fonctions objectives à optimiser par des méthodes d'optimisation globales expliquées dans le troisième chapitre.

IV.2. Applications :

IV.2.1.Réseaux test:

La figure (IV.1) montre Le réseau test IEEE 30-nœuds représente une portion du réseau électrique américain .Ce réseau est constitué de 30 jeux de barres et 6 générateurs (aux jeux de barres n° 1, 2, 5,8,11,13). Limite des tensions nodales : $V_{max} (pu)=1.1$ et $V_{min} (pu)=0.90$ [20].

Les données des lignes de ce réseau, les limites opérationnelles et les valeurs planifiées sont résumées dans l'annexe .

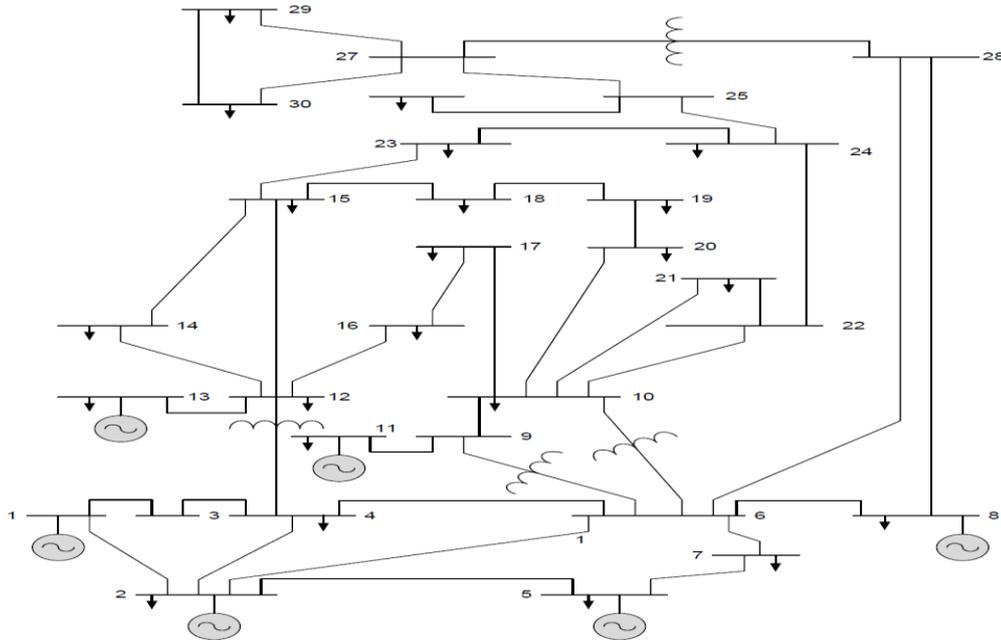


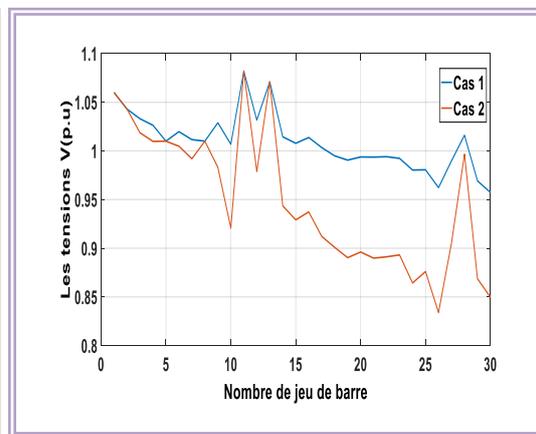
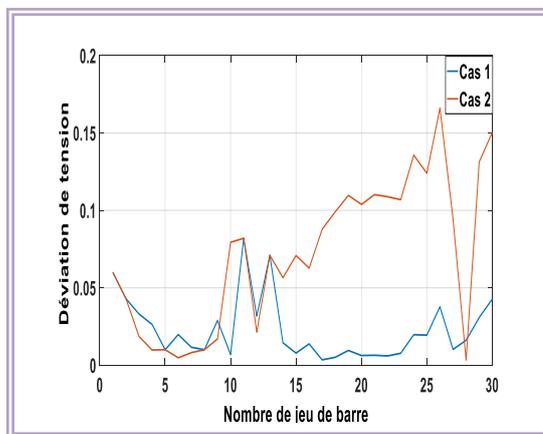
Figure (IV.1):Schéma du réseau 30 jeux de barres.

IV.2.2. Test de la variation de charge:

Nous présentons les résultats de l'écoulement statique des charges par la méthode itérative de Newton Raphson sans dispositif FACTS.

- ✓ **Cas 1** : La charge nominale du réseau test IEEE-30-Bus.
- ✓ **Cas 2** : augmentation de la charge du réseau test IEEE-30-Bus

La figure (IV.2) représente les déviations de la tension du réseau électrique dans les cas 1et cas 2.La figure(IV.3) représente des tensions dans les cas 1et cas 2.



Figure(IV.2) : La variation de la déviation de tension.

Figure (IV.3):La variation de la tension.

La tension dans le premier cas (cas1) était dans les limites permises, mais après avoir augmenté la charge (cas2), nous avons remarqué qu'il y avait des violations de tension dans plusieurs nœuds et des tensions est non adéquate, Ainsi que pour de la déviation de tension. Ces violations présentent un problème pour le producteur et les consommateurs.

Pour remédier à ce problème, nous injectons le dispositif FACTS (SVC) pour augmenter la capacité de transmission, et pour améliorer la stabilité de tension et assurer une meilleure qualité de puissance.

IV.2.3.Placement optimale d'un SVC :

Dans cette partie nous présentons résoudre le problème de recherche sur le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC, dans un réseau test IEEE-30-Bus ce par utilisation des méthodes d'optimisation globales expliquées dans le troisième chapitre.

IV.2.3.1. Les paramètre des méthodes :

Les paramètres des méthodes appliquées pour résoudre le problème d'optimisation sont présentés comme suit :

Tableau (IV.1) : Les paramètres des méthodes l'algorithme PSO et M.C.

Les paramètres PSO	Les paramètres M.C
Nombre des particules =20	Nombre des particules =20
Nombre maximum de génération =80	Nombre maximum de génération =150
C1= C2=1.5	
$W_{\min}=0.1$	
$W_{\max}=0.9$	

IV.2.4. Optimisation mono -objectif :

Dans cette partie nous présentons L'optimisation mono-objectif qui traite à la fois la minimisation des pertes de transmission et la déviation de tension via la recherche le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC, en appliquant l'algorithme PSO et M.C sur le réseau test IEEE 30-Bus pour les cas suivants :

- Cas1 : Sans SVC.
- Cas 2 : Avec SVC.

IV.2.4.1. Minimisation la déviation de la tension :

Ce test est consacré d'appliquer des méthodes d'optimisation à la minimisation la déviation de la tension aux jeux de barres de charges et qui peut être formulée comme suit [8] :

$$DV = \sum_{i=1}^{N_{pq}} |V_i - 1| \quad (IV.1)$$

Avec N_{pq} : est le nombre de jeux de barres de charge.

➤ Méthode PSO :

La figure (IV.4) représente caractéristique de convergence de la déviation de tension par PSO avec SVC.

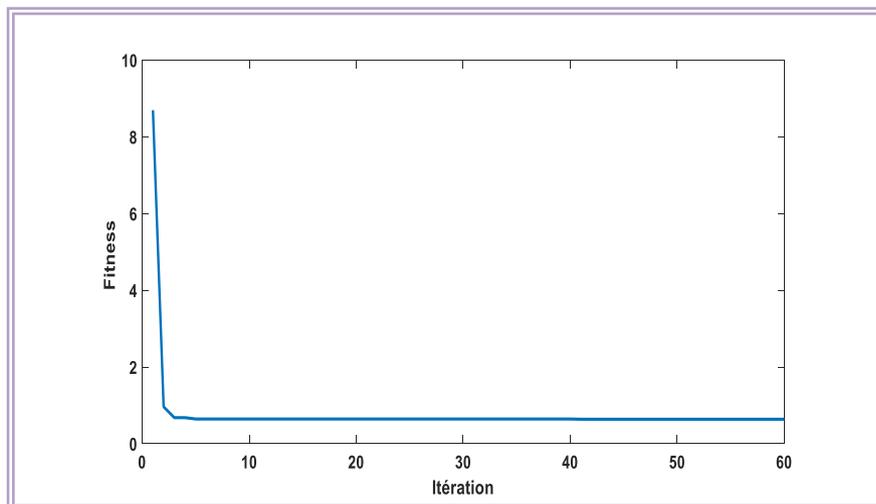


Figure (IV.4) : caractéristique de convergence de la déviation de tension par PSO avec SVC.

L'algorithme PSO est adapté et appliqué pour résoudre le problème d'optimisation de la déviation de tension DV. On remarque améliorer la stabilité de la tension (cas2). Le tableau (IV.2) montre le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC.

Tableau (IV.2) : Optimisation de la déviation de tension par PSO avec SVC.

Méthodes	Cas 1 sans SVC	Placement optimale de SVC	
		Nbr SVC = 5	Cas 2 avec SVC
		N° jdb	Q (Mvar)
PSO	/	6	27.5674
		19	21.3957
		21	42.3316
		23	7.0863
		27	27.8688
DV	2.1562	/	0.5907

La figure (IV.5) représente les déviations de la tension des jeux de barres avant et après SVC. La figure (IV.6) représente Niveaux de tensions des jeux de barres avant et après SVC.

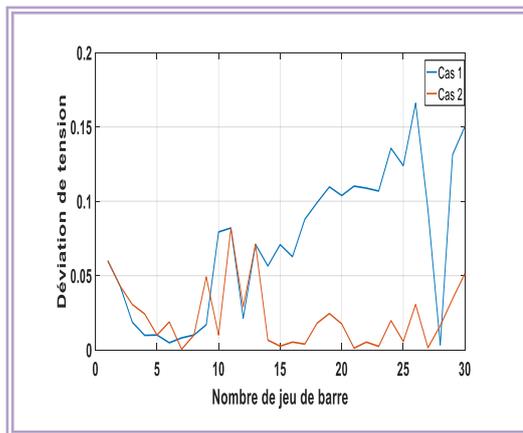


Figure (IV.5) : Les déviations de la tension (cas1 et cas2).

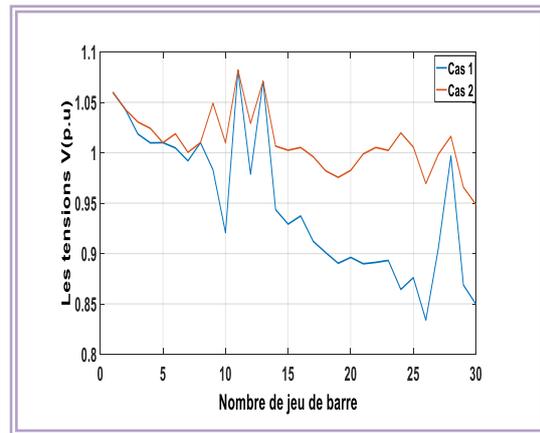


Figure (IV.6) : Niveaux de tensions (cas1 et cas2).

➤ **Méthode M.C :**

La figure (IV.7) représente caractéristique de convergence de la déviation de tension par M.C avec SVC.

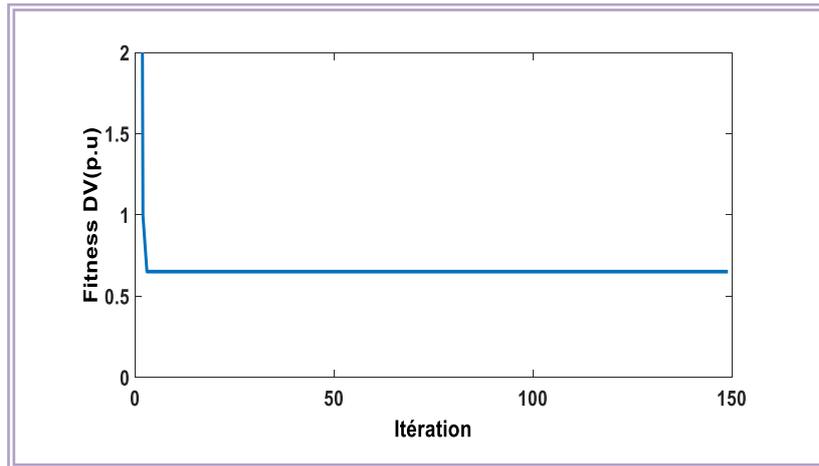


Figure (IV.7) : caractéristique de convergence de la déviation de tension par M.C avec SVC.

L’algorithme M.C est adapté et appliqué pour résoudre le problème d’optimisation de la déviation de tension DV. On remarque améliorer la stabilité de la tension (cas2). Le tableau (IV.3) montre le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC.

Tableau (IV.3) : Optimisation de la déviation de tension par M.C avec SVC.

Méthodes	Cas 1 sans SVC	Placement optimale de SVC	
		Nbr SVC = 5	Cas 2 avec SVC
		N° jdb	Q (Mvar)
M.C	/	10	20.4970
		16	5.4605
		19	3.4277
		24	62.9199
		30	2.4361
DV	2.1562	/	0.6510

La figure (IV.8) représente les déviations de la tension des jeux de barres avant et après SVC. La figure (IV.9) représente Niveaux de tensions des jeux de barres avant et après SVC.

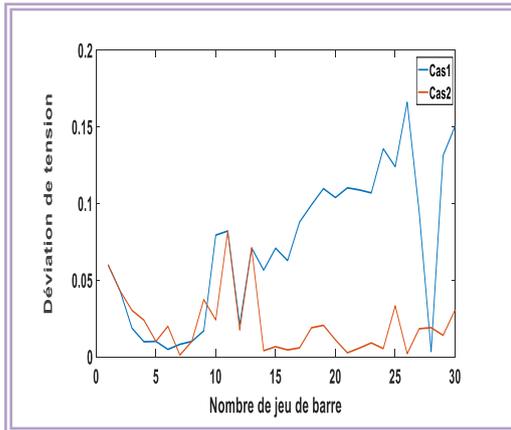


Figure (IV.8) :Les déviations de la tension (cas1 et cas2).

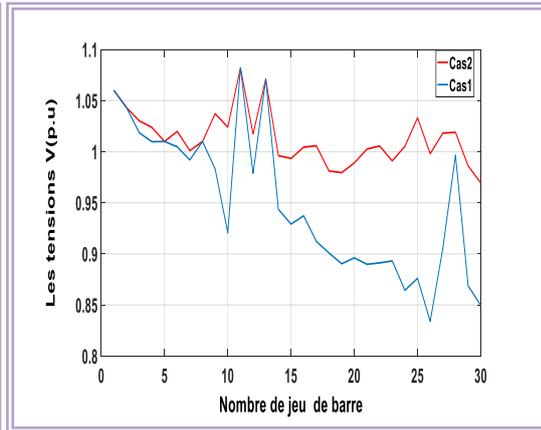


Figure (IV.9) : Niveaux de tensions (cas1 et cas2).

Dans le cas 2 avec SVC, nous remarquons que toutes les tensions ont été corrigées et on a obtenu des tensions adéquates.

IV.2.4.2. Minimisation des Pertes Actives:

Ce test est consacré d'appliquer des méthodes d'optimisation à la minimisation des pertes actives de transmission.

Ces pertes sont représentées par la relation suivante [8]:

$$P_l = \sum_{i=1}^{Ng} P_{gi} - P_d \tag{IV. 2}$$

a) Méthode PSO :

La figure (IV.10) représente caractéristique de convergence des pertes lignes par PSO avec SVC.

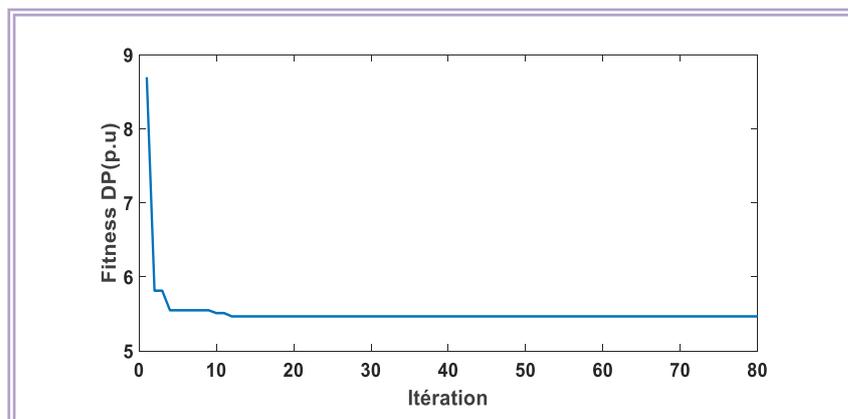


Figure (IV.10) : caractéristique de convergence des pertes par PSO avec SVC.

L'algorithme PSO est adapté et appliqué pour résoudre le problème d'optimisation des pertes DP. On remarque améliorer des pertes de transmission de la puissance active, où dans le cas 1 il était de 8.6962(MW) et après amélioration (cas2), la valeur a diminué à jusqu'à 5.4662 (MW). Le tableau (IV.4) montre le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC.

Tableau (IV.4) : Optimisation des pertes par PSO avec SVC.

Méthodes	Cas 1 sans SVC	Placement optimale de SVC	Cas 2 avec SVC
		Nbr SVC = 3	
		N°jdb	
PSO	/	14	38.2545
		17	21.0874
		22	72.2305
DP	8.6962	/	5.4662

La figure (IV.11) représente l'améliorer des pertes de transmission de la puissance active.

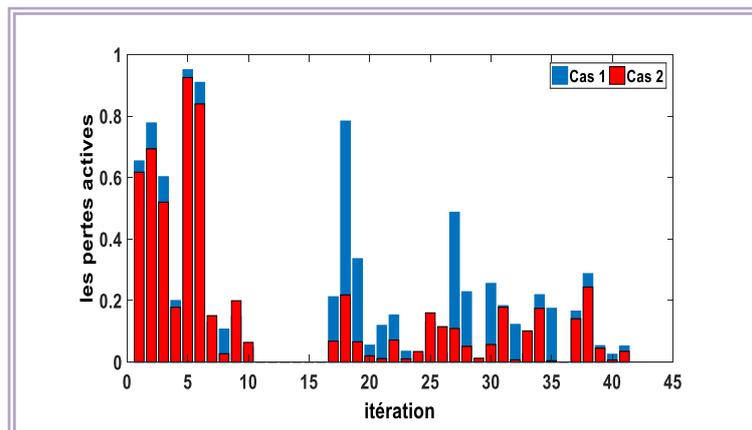


Figure (IV.11) : Les pertes actives totales en cas1 et cas2.

a) Méthode M.C :

La figure (IV.12) représente caractéristique de convergence des pertes lignes par M.C avec SVC.

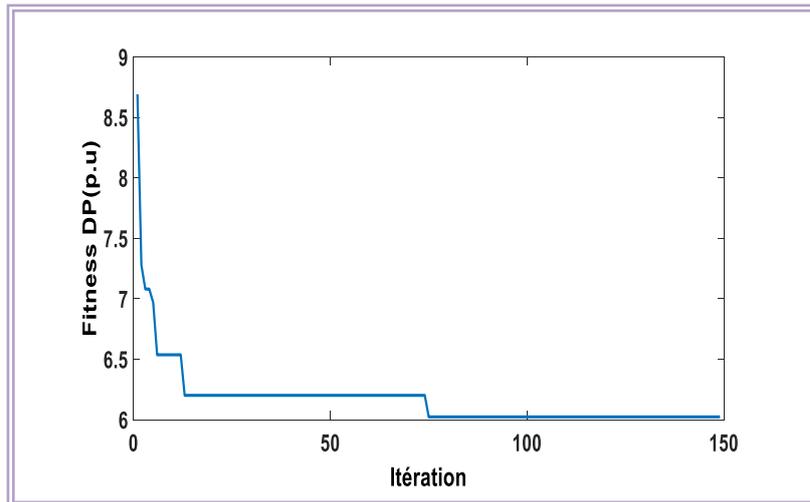


Figure (IV.12) : caractéristique de convergence des pertes par M.C avec SVC.

L'algorithme M.C est adapté et appliqué pour résoudre le problème d'optimisation des pertes DP. On remarque améliorer des pertes de transmission de la puissance active, où dans le cas 1 il était de 8.6914(MW) et après amélioration (cas2), la valeur a diminué à jusqu'à 6.0227(MW). Le tableau (IV.5) montre le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC.

Tableau (IV.5) : Optimisation des pertes par M.C avec SVC.

Méthodes	Cas 1 sans SVC	Placement optimale de SVC	
		Cas 2 avec SVC	
		Nbr SVC = 5	Q (Mvar)
M.C	/	N° jdb	
		9	37.3231
		15	33.6388
		22	31.3085
		24	24.8143
		29	7.3154
DP	8.6914	/	6.0227

La figure (IV.13) représente l'améliorer des pertes de transmission de la puissance active.

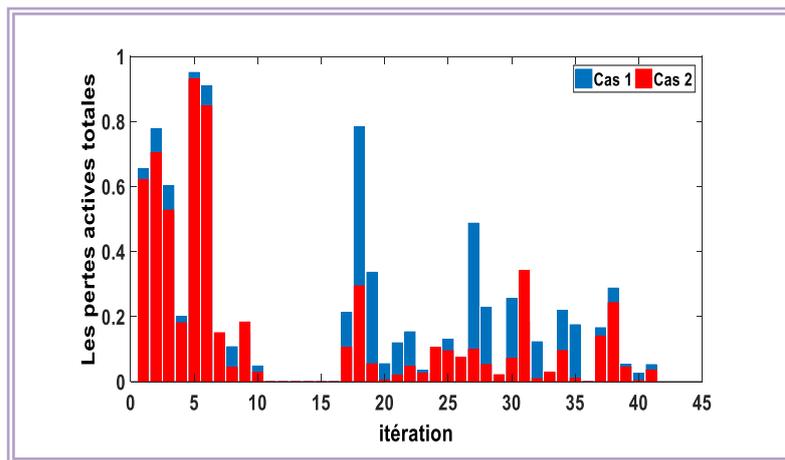


Figure (IV.13) : Les pertes actives totales en cas1 et cas2.

IV.2.4.3. Comparaison entre PSO et M.C :

Les figures (IV.14), (IV.15) montrent les caractéristiques de convergence de la fonction fitness de la déviation de tension DV avec considération de SVC pour les deux méthodes étudiées en faisant 10 répétitions successives pour atteindre la meilleure solution et ce vue de la nature stochastiques que présente ces algorithmes.

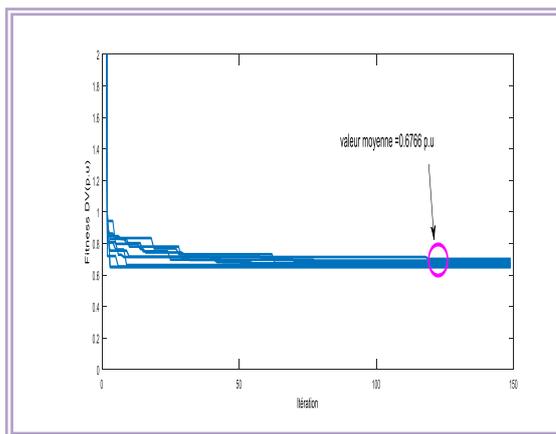


Figure (IV.14) : Convergence de la déviation de la tension par MC avec SVC de dix répétitions.

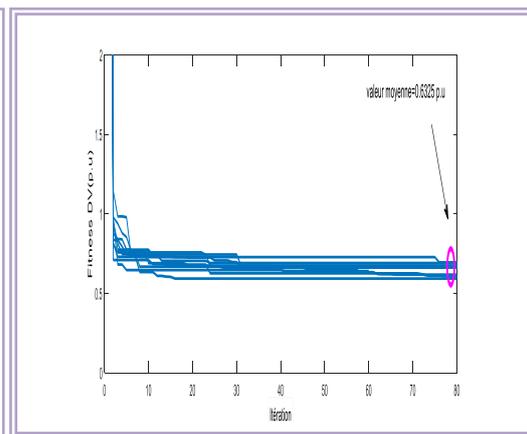


Figure (IV.15) : Convergence de la déviation de la tension par PSO avec SVC de dix répétitions.

Le tableau (IV.6) montre une comparaison des déviations de tension entre les deux méthodes proposées. Nous avons noté que l'algorithme PSO est capable de trouver la solution optimal .

Tableau (IV.6) : Comparaison les résultats entre les deux méthodes.

Les méthodes	M.C	PSO
Nombre d'itération Max	150	80
DV valeur Max (p.u)	0.7023	0.6743
DV valeur Moyenne (p.u)	0.6766	0.6325
DV valeur Min (p.u)	0.6510	0.5907

Le tableau (IV.7) résume les résultats pour nombre de génération obtenus par les deux méthodes. Nous avons remarqué que l'algorithme PSO converge avec la meilleure solution, bien que d'itérations soient petits par rapport à la méthode M.C qui nécessitent un nombre important de génération (150 itérations).

Tableau (IV.7) : Comparaison d'itération entre les deux méthodes.

Les méthodes	M.C	PSO
Nombre d'itération Max	150	80
Itération Max de convergence	119	76
Itération Moyenne de convergence	86	61
Itération Min de convergence	53	45
DV (p.u)	0.6510	0.5907

IV.2.5. Optimisation multi -objectif :

Maintenant on va traiter l'optimisation de divers objectifs simultanément, il s'agit de minimiser des pertes actives avec le coût d'investissement du SVC en même temps, et de minimiser des déviations de tension avec le coût d'investissement du SVC via la recherche le choix optimal du nombre et de l'emplacement du SVC en appliquant algorithme PSO sur le réseau test IEEE 30-Bus pour les cas suivants :

- Cas 1 : Sans SVC.
- Cas 2 : Sans SVC.

- Le coût d'investissement de dispositif SVC, mathématiquement

Formulé et donné par les équations suivantes [20]:

$$IC_{SVC} = C_{SVC} \cdot S \cdot 1000 \tag{IV.3}$$

Où C_{SVC} : est les coûts des dispositifs SVC [US\$/ Mvar].

Le coût d'investissement de dispositif SVC peut être calculé en utilisant les fonctions de coûts données.

$$C_{SVC} = 0.0003 \cdot S^2 - 0.3051 \cdot S + 127.38 \tag{IV.4}$$

$$S = |Q2 - Q1| \tag{IV.5}$$

Où S est la plage de fonctionnement de SVC de [M Var]

$Q1$: la puissance réactive avant l'installation de SVC.

$Q2$: la puissance réactive après l'installation de SVC.

a) Minimiser de la déviation de tension avec le coût d'investissement du SVC :

- Les fonctions multi objectifs sont définies comme suit [20] :

$$Fitness = U \frac{\sum_{i=1}^{n_j} |V_{ref} - V_i|}{V_{base}} + (1 - U) \frac{\sum_{i=1}^{N_{SVC}} IC_{SVC}}{IC_{base}} \tag{IV.6}$$

Où $U \in [0 \ 1]$

La figure (IV.16) montre de la déviation de tension avec le coût d'investissement du SVC après l'optimisation en utilisant la méthode PSO.

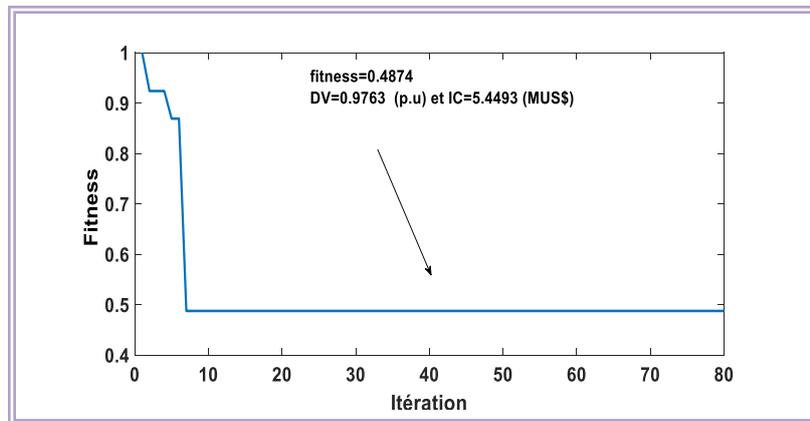


Figure (IV.16) : Convergence de DV et IC Multi-Objectifs par PSO avec SVC.

Les résultats obtenus tout en minimisant deux fonctions objectifs simultanément par l'utilisation l'algorithme PSO dans le tableau (IV.8). Pour ce cas la déviation de tension et le coût d'investissement du SVC sont 0.9763 p.u, 5.4493x10⁶ US\$ respectivement.

Tableau (IV.8) : optimisation simultanément DV et les coûts _SVC par PSO.

PSO	Cas 2 avec SVC	
	N° jdb et Nbr SVC = 2	Q (Mvar)
Placement optimale de SVC	18	24.2127
	20	20.9697
DV	0.9763	
le coût_SVC	5.4493x10 ⁶	

Les figures (IV.17) et (IV.18) illustrent les résultats des solutions l'algorithme PSO optimales pour la minimisation de la déviation de tension (DV) avec le coût d'investissement du SVC (IC_{SVC}). Nous avons remarqué que les tensions après l'optimisation dans leurs limites admissibles entre 0.90 p.u et 1.10 p.u voir Figure (IV.17).

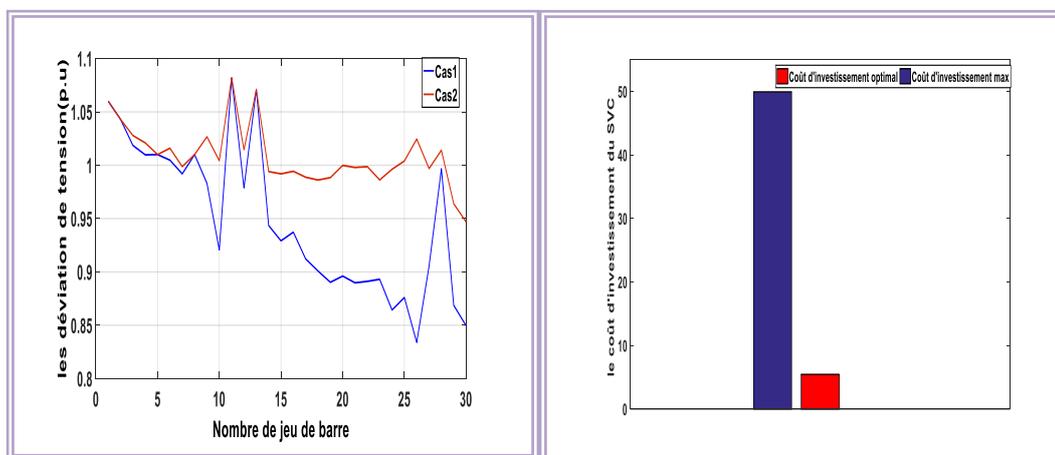


Figure (IV.17) : la variation de la tension en cas1 et cas2.

Figure (IV.18) : le coût d'investissement du SVC par PSO.

b) minimiser des pertes actives avec le coût d'investissement du SVC

- Les fonctions multi objectifs sont définies comme suit [20] :

$$\text{Fitness} = U \frac{\sum_{i=1}^{\text{nb}} P_{Li}}{P_{L \text{ base}}} + (1 - U) \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{SVC}}} IC_{\text{SVC}}}{IC_{\text{base}}} \quad (\text{IV. 7})$$

Où $U \in [0 \ 1]$

La figure (IV.19) montre des pertes actives avec le coût d'investissement du SVC après l'optimisation en utilisant la méthode PSO.

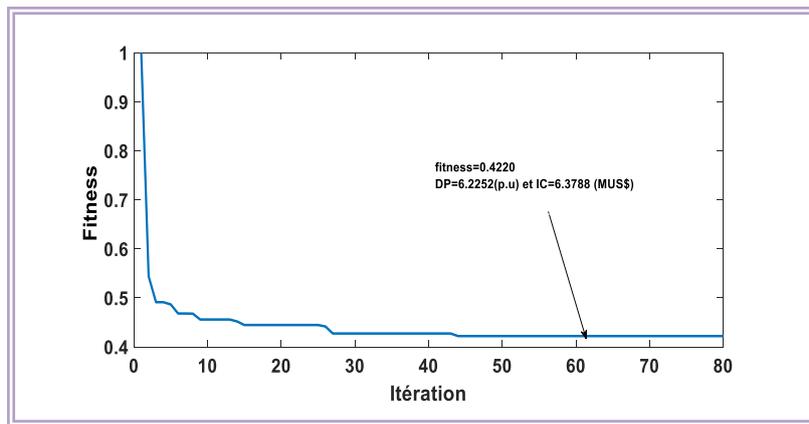


Figure (IV.19) : Convergence de DP et IC Multi-Objectifs par PSO avec SVC.

Les résultats obtenus tout en minimisant deux fonctions objectifs simultanément par l'utilisation de l'algorithme PSO dans le tableau (IV.9). Pour ce cas les pertes actives totales et le coût d'investissement du SVC sont 6.2252MW, 6.3788×10^6 US\$ respectivement.

Tableau (IV.9) : optimisation simultanément DP et les coût_SVC par PSO.

PSO	Cas 2 avec SVC	
	N° jdb et Nbr SVC=3	Q (Mvar)
Placement optimale de SVC	15	17.0881
	21	32.3151
	24	3.8180
DP	6.2252	
le coût_SVC	6.3788×10^6	

Les figures (IV.20) et (IV.21) illustrent les résultats des solutions l'algorithme PSO optimales pour la minimisation les pertes actives totales (DP) avec le coût d'investissement du SVC.

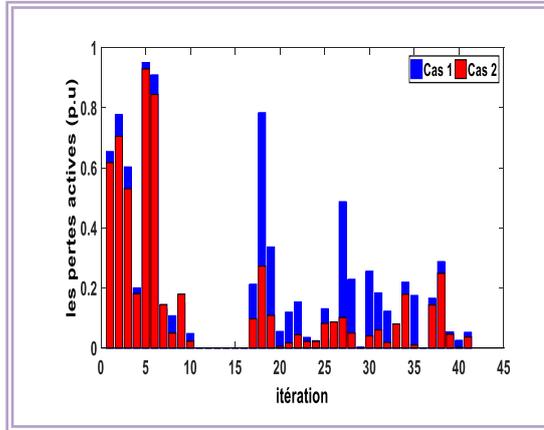


Figure (IV.20) : Les pertes actives totales en cas1 et cas2.

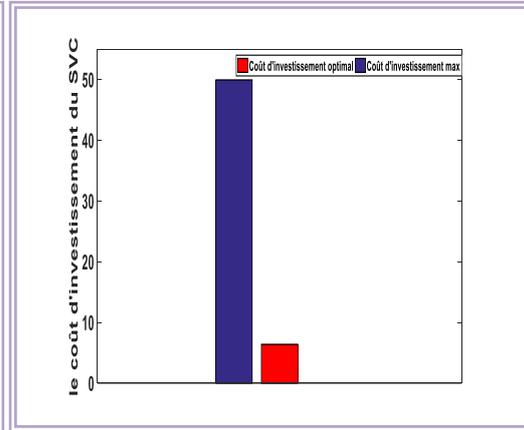


Figure (IV.21) : le coût d'investissement du SVC par PSO.

IV.3.Conclusion :

Dans ce chapitre on a proposé deux algorithmes d'optimisation méta-heuristiques pour résoudre le problème du nombre et l'emplacement optimal du SVC, ce qui nous a permis d'améliorer le fonctionnement du réseau électrique, de contrôler le transit de puissance et augmenter la capacité de transport tout en maintenant les tensions des nœuds du réseau d'énergie électrique dans les limites admissibles.

Conclusion générale

Dans ce mémoire nous avons présentés une contribution à l'optimisation de la stabilité statique de tension des réseaux électriques, par utilisation de la technologie FACTS (SVC) en appliquant les algorithmes d'optimisations globales.

Ce dispositif est capable de contrôler la puissance réactive, les tensions nodales, pour améliorer les performances du réseau électrique et sa stabilité.

Nous avons fait une description des différents systèmes permettant d'améliorer l'exploitation du réseau d'énergie électrique et qui sont rangés sous l'appellation système FACTS. Les dispositifs FACTS peuvent être classés en trois catégories : les compensateurs parallèles, les compensateurs séries et les compensateurs hybrides (parallèle-série). Nous avons choisi le SVC pour notre étude.

Une première phase de ce travail a consisté au calcul de l'écoulement statique des charges par la méthode itérative de Newton Raphson , afin de déterminer les tensions nodales et les pertes actives totales du réseau. Un premier choix a été fixé sur la méthode classique Newton Raphson pour le calcul de l'écoulement des puissances. Ce choix n'étant pas arbitraire mais basé surtout sur la simplicité et l'efficacité de la méthode. Les résultats de l'écoulement statique des charges sans dispositifs SVC présente dans certains nœuds du réseau des dépassements des limites de tension. Ensuite, nous avons présenté des méthodes d'optimisation l'algorithme PSO et Monte Carlo pour résoudre notre problème avec dispositifs SVC.

Pour montrer l'importance de l'installation des dispositifs SVC dans le réseau électrique, des simulations ont été exécutées successivement pour l'emplacement optimal du FACTS(SVC) sur le réseau test IEEE-30. L'optimisation de la taille du SVC assure une meilleure amélioration de la stabilité de tension avec un coût minimal de compensation.

Les résultats de simulation sont satisfaisants et montrent que l'emplacement optimal des dispositifs SVC et la valeur optimale de la puissance réactive injectée permettent d'accroître la capacité de transit et de réduire les pertes tout en maintien les niveaux de tensions dans les limites admissibles.

1. Données du réseau de 30 nœuds

1.1. Données des nœuds du réseau

Tableau.1 : Données des jeux de barres du réseau IEEE 30-Bus.

N° JDB	V	theta	Pgi	Qgi	Pdi	Qdi	Nature de JDB
1	1,060	0	0	0	0	0	1
2	1,043	0	80	0	21,70	12,7	2
3	1	0	0	0	2,40	1,2	3
4	1	0	0	0	7,60	1,6	3
5	1,010	0	50	0	94,20	19	2
6	1	0	0	0	0	0	3
7	1	0	0	0	22,80	10,9	3
8	1,010	0	20	0	30	30	2
9	1	0	0	0	0	0	3
10	1	0	0	0	5,80	2	3
11	1,082	0	20	0	0	0	2
12	1	0	0	0	11,20	7,5	3
13	1,071	0	20	0	0	0	2
14	1	0	0	0	6,20	1,6	3
15	1	0	0	0	8,20	2,5	3
16	1	0	0	0	3,50	1,8	3
17	1	0	0	0	9	5,8	3
18	1	0	0	0	3,20	0,9	3
19	1	0	0	0	9,50	3,4	3
20	1	0	0	0	2,20	0,7	3
21	1	0	0	0	17,50	11,2	3
22	1	0	0	0	0	0	3
23	1	0	0	0	3,20	1,6	3
24	1	0	0	0	8,70	6,7	3
25	1	0	0	0	0	0	3
26	1	0	0	0	3,50	2,3	3
27	1	0	0	0	0	0	3
28	1	0	0	0	0	0	3
29	1	0	0	0	2,40	0,9	3
30	1	0	0	0	10,60	1,9	3

1.2. Données des lignes du réseau

Tableau.2 : Données des lignes de transport du réseau IEEE 30-Bus.

DU JDB	AU JDB	R	X	B/2	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	0,2080	0	11
6	10	0	0,5560	0	12
9	11	0	0,2080	0	13
9	10	0	0,1100	0	14
4	12	0	0,2560	0	15
12	13	0	0,1400	0	16
12	14	0,1231	0,2559	0	17
12	15	0,0662	0,1304	0	18
12	16	0,0945	0,1987	0	19
14	15	0,2210	0,1997	0	20
16	17	0,0824	0,1923	0	21
15	18	0,1073	0,2185	0	22
18	19	0,0639	0,1292	0	23
19	20	0,0340	0,0680	0	24
10	20	0,0936	0,2090	0	25
10	17	0,0324	0,0845	0	26
10	21	0,0348	0,0749	0	27
10	22	0,0727	0,1499	0	28
21	22	0,0116	0,0236	0	29
15	23	0,1000	0,2020	0	30
22	24	0,1150	0,1790	0	31
23	24	0,1320	0,2700	0	32
24	25	0,1885	0,3292	0	33

25	26	0,2544	0,3800	0	34
25	27	0,1093	0,2087	0	35
28	27	0	0,3960	0	36
27	29	0,2198	0,4153	0	37
27	30	0,3202	0,6027	0	38
29	30	0,2399	0,4533	0	39
8	28	0,0636	0,2000	0,02140	40
6	28	0,0169	0,0599	0,06500	41

Bibliographies

- [1] : Yaakoub Touafek Mohamed, «Amélioration de la stabilité transitoire des Réseaux électriques par un contrôle neuro-flou des systèmes FACTS », Mémoire de magistère, option : réseaux électriques, université de Sétif, Soutenu Le 11 Janvier 2012.
- [2] : Benabid.Rabah ,« Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques», mémoire de magistère, option : réseaux électriques, université de Laghouat, soutenue le le 04/09/2007.
- [3] : Hamadou Zakaria,« Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour L'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique», mémoire de Magistère, option : réseaux électriques, université de Sétif, soutenue le 20 Juin 2012.
- [4] : Merzougui Nassima,« Gestion de congestion dans les réseaux électriques», Mémoire de Master, option : réseaux électriques, université Mohamed Khider Biskra, soutenue le 03 Juin 2014.
- [5] : Benalia Nadia,« Etude de la Stabilité de Tension Par Les Systèmes Multi_ Agents (SMA)», Thèse de doctorat, option : réseaux électriques, université d'Annaba, soutenue le 2011.
- [6] : Boutaba. Samia,« Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par L'utilisation d'un ASVC», mémoire de Magister, option : réseaux électriques, Université Hassiba Ben Bouali Chlef, soutenue le 09/06/2009.
- [7] : Idriss Khoudja .S,Bakhtaoui. A,« L'insertion du contrôleur TCSC pour L'amélioration du coût de production de l'énergie électrique.», mémoire de Master, option : réseaux électriques, Université Tahar Moulay de Saïda, Soutenu le 28/06/2015.
- [8] : Hadji Boubakeur,« Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité des Réseaux Electriques par l'Intégration et le Contrôle Flexible de l'Energie Eolienne et des Systèmes FACTS.», Thèse de doctorat, option : réseaux électriques, Université Mohamed Khider – Biskra, soutenue le 02 / 03 / 2017.
- [9] : Sekhane Hocine, «L' optimisation de la puissance réactive et le contrôle de Tension a travers l'incorporation des dispositifs FACTS.», Mémoire de Magistère, option : modélisation et contrôle des procédés de conversion de L'énergie, Université de Constantine 1, soutenue le 2013.

Bibliographies

- [10] : Zitouni Fares, « Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS. », Mémoire de Magistère, Option : Machines Electriques et leurs commandes, Université de Sétif, Soutenue le 15/12/2010.
- [11] : Noui Issam, « Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la Compensation série TCSC. », Mémoire de Master, option : réseaux électriques Université de Biskra soutenue le 2012.
- [12] : Boumediene. Larbi, « Placement Des Dispositifs «D-FACTS» et Contrôle Des Tensions Dans Un Réseau de Distribution. », Thèse de doctorat, option : réseaux Électriques, Université d'Oran soutenue le 04 /01 / 2010.
- [13] : Blal. Abdelkarim, « Placement optimal d'un SVC dans un réseau d'énergie Électrique par un algorithme génétique. », Mémoire de Magistère, option : Réseaux électriques, Université d'Oran soutenue le 27/04/2011.
- [14] : Fridjat.M.S, Mehda.A, «Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport. », Mémoire de Master, option : réseaux électriques, Université d'el-Oued Soutenue 2014.
- [15] : Menasrian. Amel, « Etude comparative de la répartition optimale des Puissances d'un réseau d'énergie électrique. », Mémoire de Magistère, option: Réseaux électriques, Université d'Oran, soutenue le 18/ 06/2013.
- [16] : MOUASSA .Souhil , « Optimisation de l'écoulement de puissance par une Méthode méta heuristique (technique des abeilles) en présence d'une source Renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS. », Mémoire de Magistère, Option: Réseaux électriques, Université de Sétif, soutenue le 19/06/2012.
- [17] : Mancner . Nabil, « Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en Présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS). », Mémoire de Magistère, option: Réseaux électriques, Université de Biskra, soutenue le 28 / 01 / 2012.
- [18] : Ould Nagi . Ahmed, «Optimisation de l'écoulement de puissance Par Algorithmes : AG et PSO-TVAC. », Mémoire de Master, option: Réseaux Électriques, Université de Biskra, soutenue le 02 /06/ 2014.
- [19] : Gacem . Abdelmalek, «Utilisation des Méthodes d'Optimisation Méta heuristiques pour la résolution du problème de répartition optimale de La puissance dans les réseaux rlectriques. », Mémoire de Magister, option: Réseaux électriques, Université d'El-oued, soutenue le 24/06/2010.

Bibliographies

- [20] : Gacem. Abdelmalek, «Commande robuste d'un dispositif FACTS par les Méthodes Méta heuristiques pour la Stabilité de Tension d'un Réseau Electrique.», Thèse de doctorat, option: Réseaux Électriques, Université de Biskra, soutenue 2018.