



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



Université Frères Mentouri de Constantine 1
Faculté des Sciences de la Technologie
Département d'Electrotechnique

N° de série :142/DS/2019
N° d'ordre :01/Elech/2019

Thèse

Pour l'Obtention du diplôme de
DOCTORAT EN SCIENCES
Spécialité: ELECTROTECHNIQUE
Option : ELECTROTECHNIQUE

Présentée par :

SEKHANE Hocine

Magister en Electrotechnique

Thème

Amélioration de l'Écoulement des Puissances à Travers les
Systèmes FACTS Pour les Réseaux Electriques

Soutenue le 17/07/2019

Devant le Jury :

<i>Président :</i>	BENIDIR Mohamed	Professeur Université Frères Mentouri Constantine 1
<i>Directeur de thèse :</i>	LABED Djamel	Professeur Université Frères Mentouri Constantine 1
<i>Examineur 1 :</i>	BOUCHERMA Mohamed	Professeur Université Frères Mentouri Constantine 1
<i>Examineur 2 :</i>	BENSALEM Ahmed	Professeur Université Mostefa Ben Boulaid Batna 2
<i>Examineur 3 :</i>	BENAGGOUNE Said	Professeur Université Mostefa Ben Boulaid Batna 2

Dédicace

A ma mère et à mon père,

Grâce à votre amour, je maintiens le courage et la motivation dans mes études et dans ma vie.

C'est un moment de plaisir de vous dédier ce travail;

Merci pour tout ce que vous avez fait pour moi

Je vous aime

Hocine

Remerciements

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je nécessitais pour l'accomplissement de cette thèse.

*En premier lieu, je tiens à remercier Monsieur **LABED Djamel**, Professeur au département d'Electrotechnique de l'Université Frères Mentouri Constantine -1- ; Directeur de thèse de Doctorat. Je lui suis également reconnaissant pour le temps conséquent qu'il m'a accordé, ses qualités pédagogiques et scientifiques, sa franchise et sa sympathie ; J'ai beaucoup appris à ses côtés et je lui reste redevable pour la réalisation de ce travail ; je lui adresse ma gratitude pour tout cela.*

Je tiens également à remercier chaleureusement les membres du jury chacun à son nom :

*Monsieur **BENIDIR Mohamed**, Professeur à l'université frères Mentouri Constantine -1-, pour l'honneur que nous a fait par l'acceptation de présider le jury de soutenance.*

*Monsieur **BOUCHERMA Mohamed**, Professeur à l'université frères Mentouri Constantine -1-, pour avoir été examinateur de cette thèse et pour la participation au jury.*

*Monsieur **BENSALEM Ahmed**, Professeur à l'université Mustapha Ben Boulaïd Batna -2-, pour son acceptation d'être membre de ce jury et d'examiner mes travaux de thèse.*

*Monsieur **BENAGGOUNE Said**, Professeur à l'université Mustapha Ben Boulaïd Batna -2-, pour l'acceptation d'être membre dans le jury de soutenance et d'examiner cette thèse.*

Je remercie tous mes amis et toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Grand merci et respect à mes très chers parents, à mes frères et mes sœurs pour leurs soutiens et encouragement.

*À tous ceux, que je n'ai pas cités ici, je dirai **MERCI** ! ...*

Table des matières

Introduction générale	1
------------------------------------	---

Chapitre I : Etat de l'art

I.1. Introduction.....	5
I.2. Etat de l'art de l'amélioration (optimisation) de l'EP en présence des FACTS.....	5
I.3. Conclusion.....	16

Chapitre II : Ecoulement de puissance

II.1. Introduction.....	17
II.2. Modélisation des éléments d'un réseau électrique.....	17
II.2.1. Modèle du générateur.....	17
II.2.2. Modèle de ligne de transmission.....	18
II.2.3. Modèle du transformateur.....	18
II.2.4. Modèle de charge.....	19
II.2.5. Modèle des éléments shunts.....	20
II.3. Classification des jeux de barres.....	20
II.3.1. Jeu de barre de référence.....	20
II.3.2. Jeu de barre de génération.....	21
II.3.3. Jeu de barre de charge.....	21
II.4. Classification des problèmes d'écoulement de puissance.....	22
II.4.1. Cas bien conditionné (Well-conditioned case).....	22
II.4.2. Cas mal conditionné (Ill-conditioned case).....	22
II.4.3. Cas du point de bifurcation.....	22
II.4.4. Cas insoluble.....	23
II.5. Formulation du problème d'écoulement de puissance.....	24
II.5.1. Cas d'un système à deux jeux de barres.....	24
II.5.1.1. Formulation de la matrice admittance Y_{bus}	24
II.5.1.2. Formulation des équations fondamentales.....	25
II.5.2. Cas d'un système à n jeux de barres.....	25
II.6. Classification des variables des équations de l'EP.....	26

II.7. Méthodes numériques de résolution du problème d'EP	27
II.7.1. Méthode de Gauss-Seidel.....	27
II.7.2. Méthode de la matrice d'impédance.....	29
II.7.3. Méthode de Newton-Raphson.....	30
II.7.4. Méthode d'écoulement de puissance découplée rapide.....	33
II. 8. Conclusion.....	35

Chapitre III : Dispositifs des systèmes flexibles de transmission à CA

III.1. Introduction.....	36
III.2. Concept et rôle du système FACTS.....	36
III.3. Classification des dispositifs FACTS.....	37
III.3.1. En mode de technologie utilisée.....	37
III.3.1.1. A base de thyristors classiques.....	37
III.3.1.2. A base des semi-conducteurs avancés.....	37
III.3.1.3. A base des composantes hybrides.....	38
III.3.2. En mode de couplage.....	38
III.3.2.1. Dispositifs série.....	38
III.3.2.2. Dispositifs parallèle.....	38
III.3.2.3. Dispositifs série-parallèle.....	38
III.3.3. En mode de commutation.....	38
III.3.3.1. Les diodes.....	38
III.3.3.2. Les thyristors.....	38
III.3.3.3. Les éléments auto-commutés.....	38
III.4. Présentation sommaire des dispositifs FACTS	39
III.4.1. Dispositifs FACTS série.....	39
III.4.1.1. Compensateur série contrôlé par thyristors (TCSC)	39
III.4.1.2. Condensateur série commuté par thyristors (TSSC)	40
III.4.1.3. Inductance série contrôlé par thyristors (TCSR)	40
III.4.1.4. Condensateur série commuté par thyristors (TSSR)	41
III.4.1.5. Condensateur série commandé par thyristors GTO (GCSC)	41
III.4.1.6. Compensateur série synchrone statique (SSSC)	41
III.4.2. Dispositifs FACTS shunt (parallèle)	42
III.4.2.1. Inductance commandée par thyristors (TCR)	43

III.4.2.2. Inductance commutée par thyristors (TSR)	43
III.4.2.3. Condensateur commuté par thyristors (TSC)	44
III.4.2.4. Résistance de freinage contrôlée par thyristors (TCBR)	45
III.4.2.5. Compensateur statique de puissance réactive (SVC)	45
III.4.2.6. Compensateur statique synchrone (STATCOM)	47
III.4.3. Dispositifs FACTS hybrides (série-parallèle)	50
III.4.3.1. Transformateur déphaseur contrôlé par thyristors (TCPST)	51
III.4.3.2. Régulateur de phase contrôlé par thyristors (TCPAR)	51
III.4.3.3. Régulateur de tension contrôlé par thyristors (TCVR)	52
III.4.3.4. Contrôleur de flux de puissance entre lignes (IPFC)	53
III.4.3.5. Contrôleur de flux de puissance unifié (UPFC)	54
III.4.3.6. Contrôleur dynamique de flux de puissance (DPFC)	55
III.5. Cout d'installation des dispositifs FACTS.....	56
III.6. Application 1 : Test de système de contrôle d'un SSSC et d'un SVC dans une tranche du réseau algérien (comparaison entre SSSC et SVC).....	57
III.6.1. Modélisation et système de contrôle de l'SSSC.....	57
III.6.2. Modélisation et système de contrôle de l'SVC.....	59
III.6.3. Résultats de simulation et interprétation.....	60
III.6.3.1. Résultats obtenus.....	61
III.6.3.2. Interprétation des résultats.....	64
a) Variation de la puissance active seulement pour l'SSSC.....	64
b) Variation de la puissance active et réactive pour l'SSSC.....	64
c) Les puissances actives et réactives pour l'SSSC et l'SVC.....	64
d) Susceptance primaire B_{SVC}	65
e) Evolution du courant I_{se}	65
f) Nombre de bancs (n) de TSC.....	65
g) Angle d'amorçage (α) du TCR.....	65
h) Susceptance effective du TCR (B_{TCR}).....	66
i) Poursuite des références.....	66
j) Temps de réponse de l'SSSC et de l'SVC (τ).....	66
III.7. Application 2 : Amélioration de l'écoulement de puissance à l'aide d'un STATCOM : cas d'étude du réseau IEEE 57-bus.....	67
III.7.1. Construction de la matrice jacobienne, y compris les contrôleurs FACTS.....	67

III.7.2. Modélisation du STATCOM.....	68
III.7.3. Résultats obtenus.....	69
III.7.3.1. Cas 1: un seul STATCOM.....	70
III.7.3.2. Cas 2: deux STATCOM identiques.....	72
III.8. Application 3 : Amélioration de l'écoulement de puissance à l'aide d'un STATCOM : cas d'étude du réseau algérien 59-bus.....	73
III.8.1. Cas 1: un seul STATCOM.....	74
III.8.2. Cas 2: deux STATCOM identiques.....	75
III.9. Conclusion.....	77

**Chapitre IV : Méthodes d'amélioration du transit des puissances sur les
réseaux électriques**

IV.1. Introduction.....	79
IV.2. Concepts de base et formulation du problème d'optimisation.....	79
IV.2.1. Optimisation.....	80
IV.2.2. Fonction Objective.....	80
IV.2.3. Variables d'état et variables de contrôle.....	81
IV.2.4. Espace de recherche.....	81
IV.2.5. Les Contraintes.....	81
IV.3. Méthodes d'optimisation.....	84
IV.3.1. Méthodes déterministes.....	84
IV.3.1.1. Méthode du gradient.....	84
IV.3.1.2. Méthode de Newton.....	85
IV.3.1.3. Méthode de programmation dynamique.....	85
IV.3.1.4. Méthode de programmation quadratique.....	85
IV.3.1.5. Méthode du point intérieur.....	86
IV.3.2. Méthodes méta-heuristiques.....	86
IV.3.2.1. Algorithmes génétiques (GA).....	86
IV.3.2.1.1. Initialisation d'une population de chromosomes.....	87
IV.3.2.1.2. Création de nouveaux chromosomes en accouplant les chromosomes actuels.....	87
IV.3.2.1.3. Critères d'arrêt.....	88
IV.3.2.2. Optimisation par essaims de particules (PSO).....	89

IV.3.2.3. Algorithme d'optimisation de chercheur (SOA)	92
A. Direction de recherche.....	92
A1. Direction personnelle.....	92
A2. Direction locale.....	94
A3. Direction globale.....	94
A4. Direction proactive.....	94
B. Longueur du pas de recherche.....	95
IV.3.2.4. Algorithme du championnat de la ligue (LCA)	96
A. Génération d'un calendrier (programme) de la ligue.....	97
B. Détermination du gagnant/perdant.....	99
IV.4. Application 4 : Application de la méthode LCA pour la minimisation de l'émission des gaz polluants en présence du système FACTS.....	100
IV.4.1. Formulation du problème.....	100
IV.4.2. Résultats obtenus.....	101
IV.5. Conclusion.....	104

Chapitre V : Applications et résultats de simulations-validation

V.1. Introduction.....	105
V.2. Formulation mathématique de l'indice de stabilité de tension de «Kessel et Glavitch» (L_{KG}).....	106
V.3. Application 5 : Test d'OPF avec l'utilisation de l'indice L_{KG}	110
V.3.1. Cas (1): Amélioration du profil de tension et minimisation du coût de consommation des carburants.....	112
V.3.2. Cas (2): Amélioration de la stabilité de tension et minimisation du coût de consommation des carburants.....	114
V.4. Application 6 : Identification et classement des jeux de barres les plus faibles.....	115
V.5. Application 7 : Recherche de l'emplacement optimal du dispositif SVC basé sur les jeux de barres les plus faibles.....	118
V.6. Application 8 : Recherche du nombre, de l'emplacement et du réglage optimaux du dispositif UPFC.....	121
V.6.1. Modélisation de l'UPFC.....	121
V.6.2. Formulation du problème.....	123

Table des matières

V.6.3. Résultats des calculs et interprétation.....	125
V.7. Conclusion.....	132
Conclusion générale	133
Annexe A	137
Annexe B	142
Annexe C	147
Annexe D	152
Références bibliographiques	155

Liste des figures

Chapitre II

Figure II.1	Modèle du générateur à courant alternatif triphasé.....	17
Figure II.2	Modèle en Π d'une ligne de transmission.....	18
Figure II.3	Modèle du transformateur de puissance.....	19
Figure II.4	Modèle de charge.....	19
Figure II.5	Modèle des éléments shunts.....	20
Figure II.6	Régions de solution de l'écoulement de puissance.....	23
Figure II.7	Schéma équivalent d'un système électrique à deux jeux de barres.....	24
Figure II.8	Organigramme du processus itératif de la méthode de Newton-Raphson..	33

Chapitre III

Figure III.1	Structure du TCSC inséré dans une ligne électrique.....	40
Figure III.2	Structure du TSSC inséré dans une ligne électrique.....	40
Figure III.3	Structure du TCSR inséré dans une ligne électrique.....	41
Figure III.4	Structure du GCSC inséré dans une ligne électrique.....	41
Figure III.5	Structure de base d'un SSSC branché en série avec la ligne.....	42
Figure III.6	Structure de base du TCR inséré dans une ligne de transmission.....	43
Figure III.7	Zone de fonctionnement du TSR et du TCR.....	44
Figure III.8	a) Structure de base du TSC inséré dans une ligne de transmission.....	44
	b) Tension du condensateur et tension instantanée du réseau.....	44
Figure III.9	Structure de base du TCBR inséré dans une ligne de transmission.....	45
Figure III.10	Vue générale d'une installation complète d'un SVC.....	47
Figure III.11	Différentes configurations de l'SVC.....	47
Figure III.12	Structure de base d'un STATCOM inséré dans une ligne de transmission.....	50
Figure III.13	Vue générale d'une installation complète d'un STATCOM.....	50
Figure III.14	Structure de base du TCPST inséré dans une ligne électrique.....	51
Figure III.15	Structure de base du TCPAR inséré dans une ligne électrique.....	52
Figure III.16	Structure de base du TCVR.....	53
Figure III.17	Structure de base d'un IPFC connecté dans un réseau électrique.....	53
Figure III.18	Structure de base d'un UPFC inséré dans une ligne électrique.....	54

Figure III.19	Structure de base du DPFC inséré dans une ligne de transmission.....	56
Figure III.20	Schéma équivalent de l'SSSC connecté entre deux jeux de barres.....	57
Figure III.21	Système de contrôle de l'SSSC.....	58
Figure III.22	Régulation de la tension continue de l'SSSC.....	59
Figure III.23	(a) Schéma équivalent de l'SVC.....	59
	(b) Système de contrôle de l'SVC.....	59
Figure III.24	Tranche étudié du réseau algérien en présence des FACTS installés au point milieu.....	60
Figure III.25	Tension au jeu de barre de réception (non compensé).....	62
Figure III.26	Tension injectée par SSSC (V_{se_d} et V_{se_q}).....	62
Figure III.27	Courants I_{se_d} et I_{se_q} injecté par SSSC.....	62
Figure III.28	Puissance active et réactive (P_{se} et Q_{se}) injectées par SSSC.....	62
Figure III.29	Temps de réponse de l'SSSC (Zoom de la Fig. III.27 à l'intervalle [0.5-0.6sc]).....	62
Figure III.30	Variation de la susceptance primaire (B_{svc}).....	62
Figure III.31	Susceptance effective (B_{TCR}).....	63
Figure III.32	Susceptance effective (B_{TCR}) en fonction de α fournie par « look up table ».....	63
Figure III.33	Puissance réactive injectée par SVC (Q_{svc}).....	63
Figure III.34	Angle de commutation α de TCR.....	63
Figure III.35	Nombre de bancs (n) de TSC utilisés.....	63
Figure III.36	Temps de réponse de l'SVC (Zoom de la Fig. III.35 à l'intervalle [1-1.03s]).....	63
Figure III.37	Augmentation de la matrice Jacobienne en présence des contrôleurs FACTS.....	68
Figure III.38	Circuit équivalent du STATCOM.....	68
Figure III.39	Amélioration du profil de tension du système IEEE 57-bus sans et avec un seul STATCOM.....	70
Figure III.40	Amélioration du profil de tension du système IEEE 57-bus sans FACTS, avec un seul STATCOM et deux STATCOMs identiques.....	72
Figure III.41	Amélioration du profil de tension du réseau algérien 59-bus sans et avec un seul STATCOM.....	74
Figure III.42	Amélioration du profil de tension du réseau algérien 59-bus avec un	

seul STATCOM et avec deux STATCOMs identiques.....	76
--	----

Chapitre IV

Figure IV.1	a) Deux chromosomes originaux (individus).....	87
	b) Codage réel d'un chromosome à n variables.....	87
Figure IV.2	a) Opération de croisement.....	88
	b) Opération de mutation.....	88
Figure IV.3	Organigramme de l'algorithme génétique.....	89
Figure IV.4	Organigramme de la technique PSO standard.....	91
Figure IV.5	Organigramme de la technique SOA.....	93
Figure IV.6	Organigramme de la méthode LCA.....	98

Chapitre V

Figure V.1	Modèle simplifié d'une ligne à deux nœuds.....	106
Figure V.2	Variations du coût total des carburants et des écarts de tension.....	113
Figure V.3	Variations du coût des carburants et de l'indice de stabilité de tension pour le cas (2).....	115
Figure V.4	Courbe de la charge horaire du réseau test IEEE-30-bus.....	116
Figure V.5	Indice L_{KG} dans la condition de charge élevée du réseau test IEEE-30-bus.....	117
Figure V.6	Variation de la minimisation des pertes de la puissance active en fonction des itérations sans FACTS.....	120
Figure V.7	Variation de la minimisation des pertes de la puissance active en fonction des itérations en présence d'un SVC installé dans son emplacement optimal.....	120
Figure V.8	(a) Structure de base de l'UPFC connectée au réseau AC.....	122
	(b) circuit équivalent de l'UPFC.....	122
Figure V.9	Organigramme du processus d'optimisation de l'emplacement d'UPFCs avec GA.....	125
Figure V.10	Influence des 4 UPFCs sur les tensions des jeux de barres du système IEEE 14-bus.....	130
Figure V.11	Influence des 4 UPFCs sur les pertes actives dans les lignes du système IEEE 14-bus.....	131

Figure V.12	Influence d'un seul UPFC sur les pertes actives dans les lignes pour différentes capacités de chargement du système IEEE 14-bus.....	131
-------------	--	-----

Annexe

Figure C.1	Schéma unifilaire du réseau de test standard IEEE-30-bus.....	147
Figure D.1	Schéma unifilaire du réseau test standard IEEE-14-bus.....	152

Liste des tableaux

Chapitre II

Tableau II.1	Classification des jeux de barres selon les variables (P, Q, V et δ).....	21
Tableau II.2	Ordre présentatif des différents jeux de barres.....	28

Chapitre III

Tableau III.1	Caractéristiques techniques des semi-conducteurs auto-commutés.....	39
Tableau III.2	Niveau d'aptitude du STATCOM à effectué les différents services....	49
Tableau III.3	Projets d'installations STATCOM et leurs caractéristiques représentatives.....	49
Tableau III.4	Paramètres de la tranche du réseau algérien étudié.....	61
Tableau III.5	Paramètres de l'SSSC et de l'SVC.....	61
Tableau III.6	Variation des puissances actives et réactives de référence.....	61
Tableau III.7	Susceptance effective B_{TCR} en fonction de α	66
Tableau III.8	Paramètres du STATCOM utilisé.....	70
Tableau III.9	Amélioration des amplitudes de tension des jeux de barres proches au STATCOM.....	71
Tableau III.10	Amélioration des amplitudes de tension des jeux de barres proches au STATCOMs (cas sans FACTS, cas 1 et cas 2).....	72
Tableau III.11	Réduction des pertes totales dans les deux cas.....	73
Tableau III.12	Amélioration des amplitudes de tension des jeux de barres proches au STATCOM dans le réseau algérien 59-bus.....	75
Tableau III.13	Amélioration des amplitudes de tension des jeux de barres (comparaison entre : cas sans FACTS, cas 1 et cas 2).....	76
Tableau III.14	Pertes actives et réactives totales dans les différents cas pour le réseau de test algérien 59-bus.....	77

Chapitre IV

Tableau IV.1	Paramètres utilisées dans la méthode LCA.....	101
Tableau IV.2	Comparaison des résultats de simulation pour la minimisation de	

	l'émission pour le système de test IEEE 30-bus.....	102
Tableau IV.3	Comparaison des résultats optimaux obtenus par LCA sans et en présence du STATCOM.....	103

Chapitre V

Tableau V.1	Paramètres utilisés dans la méthode PSO.....	111
Tableau V.2	Valeurs optimales du cas (1).....	113
Tableau V.3	Valeurs optimales du cas (2).....	114
Tableau V.4	Pourcentages de réduction du cas (2).....	115
Tableau V.5	Classement des jeux de barres les plus faibles sous la condition de forte charge du système de test IEEE-30-bus.....	117
Tableau V.6	Paramètres du modèle de la susceptance shunt variable de l'SVC.....	119
Tableau V.7	Résultats obtenus sans FACTS et après l'installation de l'SVC dans son emplacement optimal.....	119
Tableau V.8	Paramètres appropriés utilisés dans la technique GA.....	126
Tableau V.9	Paramètres limites d'un seul UPFC.....	126
Tableau V.10	Emplacement et paramètres contrôlables optimaux en fonction de nombre d'UPFC installés dans le réseau test IEEE-14-bus.....	128
Tableau V.11	Écart de tension et pertes actives totales pour différents nombres de dispositifs UPFC.....	128
Tableau V.12	Comparaison des résultats de simulation pour le cas 3 ($n_{UPFC} = 3$).....	129

Annexe

Tableau A.1	Données des jeux de barres du réseau IEEE 57-bus.....	137
Tableau A.2	Données des lignes de transport du réseau standard IEEE 57-bus.....	139
Tableau B.1	Données des jeux de barres du réseau algérien 59-bus.....	142
Tableau B.2	Données des lignes de transport du réseau algérien 59-bus.....	144
Tableau C.1	Données des jeux de barres du réseau IEEE 30-bus.....	147
Tableau C.2	Données des lignes de transport du réseau standard IEEE 30-bus.....	148
Tableau C.3	Valeurs limites des générateurs du réseau standard IEEE 30-bus.....	150
Tableau C.4	Valeurs limites des transformateurs et des compensateurs shunts du réseau standard IEEE 30-bus.....	150

Tableau C.5	Coefficients des fonctions de coût des générateurs du réseau IEEE 30-bus.....	151
Tableau C.6	Les coefficients d'émission des gaz toxiques des 6 générateurs du réseau 30-bus.....	151
Tableau D.1	Données des jeux de barres du réseau IEEE 14-bus.....	152
Tableau D.2	Données des lignes de transport du réseau standard IEEE 14-bus.....	153
Tableau D.2	Valeurs limites des générateurs du réseau standard IEEE 14-bus.....	154

Liste des symboles et acronymes

Liste des symboles

H_{∞}	H-infinity optimization method.
P_g	Puissance active fournie par le générateur.
Q_g	Puissance réactive fournie par le générateur.
Q_{gmin}	Limite minimal de la puissance réactive fournie par le générateur.
Q_{gmax}	Limite maximal de la puissance réactive fournie par le générateur.
Z_{ik}	Impédance série de la ligne entre les deux jeux de barres i et k .
R_{ik}	Résistance de la ligne entre les deux jeux de barres i et k .
X_{ik}	Réactance inductive de la ligne entre les deux jeux de barres i et k .
y_{sh_ik}	Admittance shunt dans chaque coté de la ligne entre les deux jeux de barres i et k .
S	Siemens (l'unité de l'admittance shunt).
G_{ik}	Conductance d'isolation de la ligne entre les deux jeux de barres i et k .
B_{ik}	Susceptance capacitive de la ligne entre les deux jeux de barres i et k .
a_{ik}	Rapport de transformation du transformateur de puissance.
S_{d_i}	Puissance complexe (Apparente) demandée par la charge.
P_{d_i}	Puissance active demandée par la charge.
Q_{d_i}	Puissance réactive demandée par la charge.
V_{PV}	Amplitude de tension des jeux de barres PV.
δ_{PV}	Angle de tension des jeux de barres PV.
P_{PV}	Puissance active des jeux de barres PV.
Q_{PV}	Puissance réactive des jeux de barres PV.
V_{PQ}	Amplitude de tension des jeux de barres PQ.
δ_{PQ}	Angle de tension des jeux de barres PQ.
P_{PQ}	Puissance active des jeux de barres PQ.
Q_{PQ}	Puissance réactive des jeux de barres PQ.
y_s	Admittance série de la ligne électrique.
Z_s	Impédance série de la ligne électrique.
Y_{bus}	Matrice admittance du système électrique.
u	Vecteur des variables de contrôle.
x	Vecteur des variables d'état.
$[J]$	Matrice jacobienne.

$\overrightarrow{\text{grad}}f$	Gradient d'une fonction f
$\vec{\nabla}$	Opérateur Nabla
$J(x, u)$	Fonction objective.
$g(x, u)$	Contraintes d'égalité.
$h(x, u)$	Contraintes d'inégalité.
$\overrightarrow{d_{i,P}(t)}$	Direction personnelle.
$\overrightarrow{d_{i,L}(t)}$	Direction locale.
$\overrightarrow{L_{i,best}(t)}$	Meilleure position locale.
$\overrightarrow{d_{i,g}(t)}$	Direction globale.
$\overrightarrow{g_{i,best}(t)}$	Meilleure position globale.
$\overrightarrow{P_{i,best}(t)}$	Meilleure position personnelle.
$\overrightarrow{d_{i,pro}(t)}$	Direction proactive.
μ_i	Valeur d'appartenance du $i^{\text{ième}}$ chercheur.
μ_{max}	Valeur maximale du degré d'appartenance.
μ_{min}	Valeur minimale du degré d'appartenance.
X_i^t	Formation d'équipe (une solution potentielle).
B_i^t	Meilleure formation précédemment expérimentée.
$f(X_i^t)$	Force de jeu.
p_i^t	Chance de battre.
\hat{f}	valeur idéale.
L_{KG}	Indice de stabilité de tension de «Kessel et Glavitch».
L_j	Indicateur local.
N_p	Nombre des particules.
$iter_{max}$	Nombre d'itérations maximal.
w	Fonction de pondération.
c_1	Facteurs de pondération 1 (cognition).
c_2	Facteurs de pondération 2 (comportement social).

Liste des acronymes (ordre alphabétique)

ACO	Ant Colony Optimization.
ARO	Asexual R eproduction O ptimization.
ASVC	Advanced SVC .
BBO	B iogeography B ased O ptimization.
BJT	B ipolar J unction T ransistor.
BSA	B acktracking S earch A lgorithm.
BSOA	B rain- S torm O ptimisation A lgorithm.
CC	Courant C ontinu.
CPU	C entral P rocessing U nit.
DC	D irect C urrent.
DE	D ifferential E volution.
D-FACTS	D istribution F ACTS.
DPFC	D istributed P ower F low C ontroller.
DSA	D ifferential S earch A lgorithm.
D-STATCOM	D istribution S TATIC C OMPensator.
EM	E lectromagnetism- L ike M echanism.
EMTDC	E lectro M agnetic T ransient D esign and C ontrol.
EP	E coulement de P uissance.
EP	E volutionary P rogramming.
EPO	E coulement de P uissance O ptimal.
EP	E volutionary P rogramming.
EPRI	E lectric P ower R esearch I nstitute.
FA	F irefly A lgorithm.
FACTS	F lexible A lternating C urrent T ransmission S ystems.
GA	G enetic A lgorithm.
GA-PS	hybrid of G enetic A lgorithm and P attern S earch.
GCSC	G T <small>O</small> thyristor- C ontrolled S eries C apacitor.
GCT	G ate- C ommutated T hyristor.
GSA	G ravitational S earch A lgorithm.
GTO	G ate T urn O ff.
HPFC	H ybrid P ower F low C ontroller.
IEEE	I nstitute of E lectrical and E lectronics E ngineers.

IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor.
IPFC	Interline Power Flow Controller.
IPM	Interior Point Method.
Jdb	Jeu de barre.
LP	Linear Programming.
LTC	Load Tap Changer.
LVD	Load Voltage Deviation.
MCS	Monte Carlo Simulation.
MOSFET	Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor.
MOPSO	Multi-Objective Particle Swarm Optimization.
MPSO	Modified Particle Swarm Optimization.
NSGA-II	Non-dominated Sorting Genetic Algorithms-II.
NSPSO	Non-dominated Sorting Particle Swarm Optimization.
OPF	Optimal Power Flow.
PLL	Phase Locked Loop.
PSCAD	Power System Computer Aided Design.
PSO	Particle Swarm Optimization.
PSO-AFC	PSO Avec le Facteur de Construction.
PSO-CI	PSO avec le Coefficient d’Inertie.
PSO-TVAC	PSO-Time Varying Acceleration Coefficients.
PV	Photo Voltaics.
RES	Renewable Energy Sources.
RPL	Real Power Losses.
RSVC	Relocatable SVC.
RVM	Relevance Vector Machine.
SA	Simulated Annealing.
SAEP	Self-Adaptive Evolutionary Programming.
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage.
SOA	Seeker Optimization Algorithm.
SSC	Static Synchronous Compensator.
SSSC	Static Synchronous Series Compensator.
STATCOM	STATIC COMPensator.
STATCON	STATIC CONDenser.

SVC	Static Var Compensator.
SVSM	Static Voltage Stability Margin.
TCBR	Thyristor Controlled Braking Resistor.
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator.
TCPS	Thyristor Controlled Phase Shifter.
TCPST	Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer.
TCR	Thyristor Controlled Reactor.
TCSC	Thyristor Controlled Series Compensator.
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor.
TCVR	Thyristor Controlled Voltage Regulator.
TS	Tabu Search.
TSC	Thyristor Switched Capacitor.
TSR	Thyristor Switched Reactor.
TSSR	Thyristor Switched Series Reactor.
UPFC	Unified Power Flow Controller.
VSC	Voltage Source Compensator.
VSI	Voltage Stability Index.
WIPSO	Weight Improved Particle Swarm Optimization.

Introduction générale

Introduction générale

Depuis l'inauguration de la première centrale électrique dans le monde en 1882 à Pearl Street Station au sud de Manhattan par le père de l'électricité Thomas Alva Edison, l'énergie électrique est devenue de jour en jour une nécessité quotidienne incontournable et l'un des facteurs les plus importants pour le développement de n'importe quel pays.

Cependant, le satisfaire des consommateurs en leur fournissant de l'énergie électrique d'une manière continue et sans violation des limites techniques et opérationnelles du système de puissance est un défi à un grand problème qui fait face à l'ingénierie et ceci ce que le système de puissance électrique moderne vise à résoudre.

Par conséquent, plusieurs paramètres opérationnels doivent être observés et contrôlés efficacement tels que: l'amplitude de tension nodale qui doit être maintenue dans des limites étroites, et les pertes actives et réactives totales qui doivent être maintenues aussi basses que possible.

Depuis plusieurs années, le sujet de l'amélioration de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique a attiré un grand intérêt par les chercheurs et les ingénieurs des compagnies d'électricité qu'ils ont été classés en trois groupes selon leur type de recherche.

La première partie des chercheurs s'intéressait à la recherche des méthodes d'amélioration du transit des puissances, dites aussi méthodes de recherches optimales pour résoudre les problèmes d'écoulement de puissance optimale OPF (Optimal Power Flow). Cette catégorie de recherche est apparue depuis plus d'un demi-siècle depuis les travaux pionniers du chercheur Carpentier. Une méthode d'optimisation signifie la recherche du minimum ou du maximum, également appelée l'optimum de toute fonction objective (qui peut être mono ou multi-objective) que ses variables peuvent être généralement sous contraintes. Depuis la naissance de ce genre de recherche, de nombreuses techniques sont apparues au fil des années et ont été classées par catégories selon le mode de recherche de l'optimum, parmi lesquelles deux grandes catégories ont été distinguées:

La première catégorie comprend des méthodes traditionnelles dites aussi méthodes déterministes tel que : la programmation linéaire, méthode de Newton, méthode de point intérieur, programmation quadratique, méthode du gradient ...etc. Malgré qu'elles ont été utilisées avec succès pendant des années ces méthodes présentent plusieurs inconvénients tel

que la convergence qui peut être très lente pour certains types de fonctions ainsi que ces méthodes risquent de converger vers un optimum local dépendant du point de départ mal choisi.

L'apparition de la deuxième catégorie dite « méthodes méta-heuristiques » au début des années 80 a éliminé d'une façon considérable plusieurs inconvénients rencontrés dans les anciennes méthodes. Ces méthodes sont caractérisées par leur capacité à trouver rapidement l'optimalité globale d'un plus grand espace de solutions, de leurs efficacités et de leurs robustesses, parmi lesquelles: l'algorithme génétique (GA), optimisation par essaim de particule (PSO), Optimisation à base de biogéographie BBO, ...etc.

Ce type de recherche permet aux ingénieurs et aux chercheurs de fournir à l'utilisateur un système amélioré qui répond aux exigences suivantes [1]:

- ♣ Minimiser le coût de fonctionnement du système ;
- ♣ Satisfaire la demande de l'utilisateur.

La deuxième catégorie des chercheurs s'intéressait à trouver des outils techniques permettant à améliorer le transit du flux de puissance à travers l'incorporation de ces outils (dispositifs) dans les réseaux électriques. Dans les années quatre vingt, et après un grand nombre d'idées, il a apparu un nouveau concept appelé "FACTS" qui est l'abréviation en anglais de "Flexible Alternating Current Transmission Systems" par l'institut de recherche sur l'énergie électrique (EPRI) (Electric Power Research Institute) [2] [3].

Les dispositifs FACTS utilisent les technologies modernes de l'électronique de puissance et des composants avancés (IGBT, GTO, ...etc.) qui offrent aux réseaux électriques la possibilité de contrôler avec efficacité les différentes grandeurs électriques (puissances actives et réactives, tensions des jeux de barres, angles des phases, ...etc.), ainsi que d'améliorer la stabilité et la capacité de transfert des puissances.

La flexibilité de ces dispositifs est due à leurs aptitudes à l'accommodation aux changements soudains du système énergétique avec un temps de réponse plus réduit. Ces compensateurs modernes sont distingués selon leurs connexions au réseau en trois familles : dispositifs série insérés en série avec les lignes de transmission tel que TCSC, TSSC, SSSC, ...etc. dispositifs shunt (parallèles) comme STATCOM, SVC, TCBR, ...etc. et dispositifs hybrides (séries-parallèles) tel que UPFC, IPFC, DPFC, ...etc.

La troisième catégorie des chercheurs a combinait les deux types de recherche précédents, c.à.d. l'utilisation des dispositifs FACTS et les méthodes de recherche optimales au même temps, pour objectif :

- ♣ La recherche de l'emplacement optimal des dispositifs FACTS ;
- ♣ La recherche de la taille optimale des dispositifs FACTS,...etc. ;
- ♣ L'obtention d'une meilleure amélioration des réseaux électriques.

Dans cette thèse, on vise à présenter une étude détaillée qui s'inscrit dans cette dernière catégorie de recherche qui combine entre l'utilisation des différents dispositifs FACTS et les méthodes d'optimisation méta-heuristiques afin d'atteindre une amélioration plus efficace de l'écoulement des puissances dans les réseaux électriques. Pour ce faire, on a réparti le manuscrit en cinq chapitres comme suit:

Le premier chapitre contiendra un état de l'art des différents travaux réalisés dans la littérature qui s'inscrit dans cette combinaison de recherche entre les dispositifs FACTS et les méthodes d'amélioration (d'optimisation).

Le deuxième chapitre sera consacré à l'étude de l'écoulement des puissances dans les réseaux électriques. La modélisation des éléments constitutifs d'un réseau électrique sera présentée en détail, la classification des problèmes d'écoulement de puissance en termes de solvabilité sera présentée, la formulation mathématique du problème d'écoulement de puissance dans un réseau électrique à n jeux de barres sera détaillée et les différentes méthodes numériques de résolution du problème d'EP seront bien expliquées.

Le troisième chapitre présentera une longue présentation détaillée des différents dispositifs FACTS : leur concept, rôle, intérêt, classification, critère économique prises en compte lors de l'installation de ces dispositifs, ...etc. A la fin de ce chapitre, trois (3) applications seront proposées pour voir l'impact des dispositifs FACTS sur l'écoulement et le transit des puissances dans les réseaux électriques.

Le quatrième chapitre exposera les différentes méthodes d'amélioration (d'optimisation) du transit des puissances dans les réseaux électriques. En premier lieu, les concepts et les termes de base utilisés dans toute méthode d'optimisation seront tout d'abord définis et clarifiés, et la formulation mathématique du problème d'optimisation OPF sera détaillée. Après, les méthodes d'optimisation déterministes seront expliquée brièvement, et un intérêt particulier sera accordé aux célèbres méthodes d'optimisation méta-heuristiques ainsi que les nouvelles

méthodes apparues dans les dernières années telle que la méthode LCA. La quatrième application de cette thèse visant à appliquer la méthode LCA en présence du système FACTS sera présentée à la fin de ce chapitre.

Dans le cinquième chapitre, quatre applications seront proposées pour l'amélioration de l'écoulement des puissances dans les réseaux électriques à travers les systèmes FACTS. Au début de ce chapitre, une étude détaillée de la formulation mathématique de l'indice de stabilité de tension de «Kessel et Glavitch» (L_{KG}) est proposée. Cet indice sera introduit dans les trois premières applications de ce chapitre. Ces trois premières applications seront liées entre elles dont l'objectif final est de trouver l'emplacement optimal du dispositif SVC. La première application (application 5) représente un test de l'écoulement de puissance optimal en utilisant l'indice de stabilité de tension proposé afin de garantir des résultats de grande précision. La deuxième application (application 6) sera consacrée à l'identification et le classement des jeux de barres les plus faibles du système IEEE 30-bus étudié dans la condition de charge élevée avec l'utilisation de l'indice de stabilité proposé. La troisième application (application 7) sera réservée à la recherche de l'emplacement optimal du dispositif SVC basé sur les jeux de barres les plus faibles trouvés dans l'application précédente. Finalement, la dernière application (application 8) sera consacrée à la recherche du nombre, de l'emplacement et du réglage optimaux du dispositif hybride UPFC dans le système électrique IEEE 14-bus.

Enfin, nous clôturons notre thèse par une conclusion générale sur le sujet de recherche traité, des perspectives pour les travaux de recherche dans le futur, annexe comportant les différents données utilisées dans nos applications ainsi qu'une longue liste des références bibliographiques.

Chapitre I

Etat de l'art

Chapitre I : Etat de l'art

I.1. Introduction

L'augmentation rapide de la demande en énergie électrique dans ces dernières années est en général due à la croissance démographique continue ainsi que la croissance de l'industrie à travers le monde, en particulier dans les pays industrialisés. Cette augmentation de charge nécessite évidemment l'ajout de nouvelles centrales électriques, de lignes, de transformateurs, ...etc. Par conséquent, plus le réseau augmente plus qu'il devient complexe et difficile à contrôler. Les changements de charge, ainsi que les modifications de la configuration du réseau ont un impact important sur la variation des niveaux de tension et des pertes de puissance dans les systèmes électriques...etc.

Le système de transmission flexible en courant alternatif FACTS représente l'une des meilleures solutions pour résoudre ces problèmes grâce à leur compensation fournie et leur aptitude à l'accommodation aux changements soudains du système énergétique avec un temps de réponse plus réduit.

D'autre part, les méthodes d'amélioration ou d'optimisation méta-heuristiques sont largement appliquées aux différentes études d'amélioration du transit des puissances dans les réseaux électriques. De plus, elles sont utilisées aussi pour l'identification des emplacements optimaux des dispositifs FACTS ce qui rend les systèmes électriques plus améliorés.

Dans ce chapitre, nous allons passer en revue avec l'analyse de l'état de l'art des différents travaux réalisés qui s'inscrit dans cette combinaison de recherche entre les systèmes FACTS et les méthodes d'amélioration ou d'optimisation de l'écoulement de puissance.

I.2. Etat de l'art de l'amélioration (optimisation) de l'EP en présence des FACTS

Depuis dizaines d'années jusqu'à ce jour, un grand nombre de travaux de recherche sur le domaine d'amélioration (optimisation) de l'écoulement de puissance en présence des systèmes FACTS ont été réalisés.

En 1992, G.N. Taranto, LM.V.G.Pinto et M.V.F.Pereira ont présenté dans [4] l'utilisation des dispositifs FACTS tel que les déphaseurs (phase shifters) et la compensation série pour le dispatching économique dans le système de puissance électrique. Les auteurs ont utilisé une approche basée sur des techniques de décomposition mathématique et de compensation de réseau, ainsi que d'incorporer des algorithmes d'écoulement de puissance optimale.

Le modèle OPF proposé peut être considéré comme une extension du flux de puissance optimal traditionnel, où deux variables de contrôle supplémentaires ont été introduites:

- ☒ L'angle de déphaseur, représenté comme des injections de compensation dans les jeux de barres ;
- ☒ Compensation série, représentée par des variations dans la réactance des lignes de transport.

L'approche proposée est basée sur l'observation que le problème d'optimisation étudié devient plus facile à résoudre si les décisions de contrôle sont prises en deux étapes:

- ☒ Etape (1): décidez d'une valeur de susceptance d'essai, sous réserve des limites supérieure et inférieure ;
- ☒ Etape (2): compte tenu de la susceptance, résolvez le problème de l'OPF linéarisé à l'aide de l'algorithme spécialisé, y compris la représentation des déphaseurs.

Les particularités de ce problème de décision en deux étapes peuvent être exploitées par une technique mathématique appelée décomposition de Benders.

Les résultats de simulation montrent que l'approche proposée est facile à mettre en œuvre et efficace en terme de calcul ainsi qu'elle permet à l'utilisation des algorithmes d'écoulement de puissance optimale existants avec des petites modifications, réduisant ainsi les efforts de développement et de maintenance des logiciels.

En 1995, les auteurs dans [5] ont proposé une procédure de conception systématique basée sur la technique d'optimisation H_∞ pour le réglage du contrôleur d'amortissement TCSC dans une large gamme de conditions de fonctionnement.

Cette procédure permet de concevoir des contrôleurs TCSCs pour améliorer l'amortissement en mode local dans un système de puissance à une seule machine et l'amortissement en mode inter-zones dans un système de puissance à 2 zones et 4 machines.

Dans cette étude les auteurs ont utilisé une nouvelle formulation du modèle mixte correspondant à la robustesse dans la conception. La contribution de cette étude réside dans le développement d'une nouvelle formulation de conception H_∞ qui simplifie la sélection des poids pour la conception du contrôleur d'amortissement.

D'après les résultats de simulation obtenues, les auteurs concluent ceux qui suit:

- * En incorporant le contrôleur nominal dans la conception de robustesse, la sélection des poids a été grandement simplifiée ;
- * Le contrôleur conserve la caractéristique de compensation de phase du contrôleur nominal et ajoute un amortissement important aux modes dominants des conditions non nominales ;
- * Bien que la conception du contrôleur repose sur le TCSC, l'approche est applicable à la conception d'autres contrôleurs d'amortissement du système d'alimentation.

Afin d'améliorer l'amortissement du système de puissance, les auteurs dans [6] ont présenté deux principales contributions:

- ✧ La formulation et la résolution du problème de contrôle d'amortissement du système de puissance électrique à l'aide d'une technique d'optimisation robuste H_∞ ;
- ✧ Synthétiser le contrôleur SVC en tenant compte des variations des conditions de fonctionnement du système de puissance étudié.

Dans cette étude, des simulations non linéaires utilisant PSCAD / EMTDC ont été réalisées pour évaluer les performances du système en boucle fermée avec le contrôleur conçu. PSCAD / EMTDC est un groupe de logiciels associés capable de simuler la dynamique transitoire électromagnétique des systèmes de puissance.

Les résultats de simulation obtenus dans cette étude ont bien montrés que le contrôleur conçu pour l'SVC peut fournir un amortissement positif au système de puissance dans une large gamme de conditions de fonctionnement, tel que:

- ✧ Le contrôleur d'amortissement peut être conçu efficacement par l'optimisation par H_∞ avec une formulation appropriée ;
- ✧ Le contrôleur conçu est capable de fournir un amortissement suffisant aux modes oscillatoires du système dans toutes les conditions de fonctionnement possibles sans dégrader la stabilité transitoire et la régulation de tension du SVC.

En 1997, un groupe de chercheurs dans [7] ont proposés une approche permettant d'identifier les contrôleurs FACTS, les emplacements, les types et les tailles les plus efficaces.

L'approche proposée dans cette étude repose sur l'utilisation interactive de l'écoulement de puissance continue (continuation power flow), l'écoulement de puissance optimal et d'une analyse des valeurs propres.

Dans cette étude les auteurs ont introduire deux types de FACTS:

- ⊙ Des contrôleurs shunts SVCs pour résoudre les problèmes d'effondrement de tension ;
- ⊙ Des contrôleurs séries TCSCs pour garantir le couple de synchronisation transitoire maximal entre les zones électriques lors d'une panne grave.

À travers les résultats de simulation obtenues dans cette étude, les auteurs montrent clairement que le fait que la plupart des défauts examinés, ceci montre que l'emplacement et les tailles calculés de chaque contrôleur FACTS étaient adéquats. De plus, l'analyse du réseau électrique étudié prouve que l'emplacement optimal obtenu des dispositifs FACTS utilisés dans cette étude a entraîné une augmentation importante de la capacité de chargement maximale du système d'une valeur originale de 2,05% à 6,7%, ainsi que l'absence du problème de manque du couple de synchronisation pour le réseau étudié.

D'autre part, l'étude d'un cas grave plus spécifique impliquant le blocage complet d'une bipolaire montre que sans les contrôleurs FACTS proposés, le système devenait instable en raison d'effondrement de tension et du manque de synchronisation du couple.

Les auteurs montrent aussi que la méthode proposée est utile pour coordonner les fonctionnalités des contrôleurs FACTS afin d'améliorer la dynamique du système de puissance.

En 1999, les auteurs dans [8] ont présenté une nouvelle méthode pour intégrer les systèmes flexibles (FACTS) dans l'étude du problème d'écoulement de puissance active optimale. Cette méthode proposée décompose la solution du problème d'EPO modifié en une itération de deux problèmes dont le premier est un sous-problème de contrôle de flux de puissance, tandis que le deuxième est un problème normal d'EPO.

Dans cette étude trois types différents des dispositifs FACTS ont été considérés à savoir:

- × TCSC;
- × TCPS (Thyristor Controlled Phase Shifters);
- × UPFC.

Les résultats obtenus dans cette étude ont bien montrés que le problème d'écoulement de puissance active optimal peut être résolu par cette nouvelle méthode de stratégie itérative où la technique conventionnelle à base de la programmation linéaire LP (Linear Programming) peut être utilisée.

En 2001, les auteurs dans [9] ont présentés une méthode permettant de déterminer la coordination optimale du SVC et des bancs externes (réacteurs ou condensateurs) dans un système de puissance de distribution en utilisant un algorithme génétique basé sur l'optimisation multi-objective floue (Fuzzy Multi-objective Optimization) pour un contrôle de tension sur une plage étendue.

Les résultats obtenus à travers ce travail de recherche prouvent qu'avec l'utilisation des paramètres optimaux calculés par la méthode de coordination proposée, la marge de fonctionnement de l'SVC peut être gardée sans violation et le profil de tension des jeux de barres de charge (PQ buses) peut être amélioré sans augmentation dans le fonctionnement des bancs.

En 2004, l'optimisation de l'emplacement et le paramétrage d'un nombre donné de dispositifs UPFCs fait l'objectif d'une étude détaillée dans [10] afin de maximiser la capacité de chargement du système de puissance en fonction des limites de capacité des lignes de transmission et le niveau de tension spécifié.

Dans cette étude une approche d'intelligence numérique améliorée dite "programmation évolutionnaire auto-adaptative" (SAEP) (Self-Adaptive Evolutionary Programming) est utilisée pour résoudre le problème de programmation non linéaire et discret pour une meilleure précision.

Les auteurs ont prouvé à travers les résultats de simulation que les performances des systèmes de puissance en régime permanent était efficacement améliorées grâce à l'emplacement et au paramétrage optimaux des UPFCs incorporés dans les réseaux électriques étudiés.

En 2006, le travail proposé dans [11] consiste à l'application de la méthode PSO pour résoudre les problèmes de flux de puissance optimal en présence du contrôleur FACTS (UPFC). Ce dispositif est utilisé pour réguler l'angle et l'amplitude de tension des branches du système électrique étudié. PSO détermine la meilleure solution pour minimiser les pertes de puissance active et maintenir les flux de puissance dans leurs limites sécurisées. Les résultats

montrent que PSO est également approprié pour résoudre ce type de fonction en présence des FACTS.

En 2007, M. Basu dans [12] a utilisé l'évolution différentielle DE (Differential Evolution) visant à minimiser le coût de carburant des générateurs dans le contrôle optimal du flux de puissance en présence de deux types de dispositifs FACTS à savoir:

- ✪ TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator);
- ✪ TCPS (Thyristor Controlled Phase Shifter).

Les résultats obtenus après les tests de simulation indiquent que l'approche proposée permet d'obtenir une meilleure solution et nécessite moins de temps de calcul (CPU time) que la programmation évolutionnaire EP (Evolutionary Programming) et l'algorithme génétique GA quand TCSC et TCPS sont chacun fixés dans des emplacements donnés.

Les auteurs dans [13] ont proposé d'utiliser la méthode PSO modifiée dite MPSO (Modified Particle Swarm Optimization) pour l'optimisation des paramètres nécessaires de deux dispositifs FACTS (SVC et TCSC) avant les installer dans le système de puissance, à savoir:

- ◆ L'emplacement de chaque dispositif ;
- ◆ Le type de chaque dispositif ;
- ◆ La taille de chaque dispositif.

À travers les résultats obtenus, les auteurs prouvent que l'efficacité de l'algorithme proposé (MPSO) permet également d'optimiser simultanément l'emplacement, le type et la taille du/des dispositif(s). De plus, cet algorithme est capable d'entreprendre une recherche globale avec un taux de convergence plus rapide et une fonctionnalité de calcul plus robuste comparativement à la méthode traditionnelle PSO.

Dans [14] les auteurs en 2009 ont proposés une nouvelle variante de la méthode PSO (Particle Swarm Optimization), ils l'ont appelée "NSPSO" (Non-dominated Sorting Particle Swarm Optimization) spécialisée dans l'optimisation multi-objectives dont le but est de trouver l'emplacement et le classement optimales des deux dispositifs FACTS (SVC et TCSC) (Static Var Compensator & Thyristor Controlled Series Compensator) afin d'optimiser le problème de stabilité de tension multi-objectives traité en deux cas suivants:

- ♠ Cas d'un problème d'optimisations bi-objectives: considérant les deux objectifs suivants:

- Maximiser la marge de stabilité de tension (SVSM) (Static Voltage Stability Margin) ;
 - Minimiser les pertes totales de puissance active (RPL) (Real Power Losses).
- ♣ Cas d'un problème d'optimisations tri-objectives: l'objectif de minimisation de la déviation de tension (LVD) (Load Voltage Deviation) est ajouté au 1^{er} cas.

D'autre part, afin de maintenir la taille du front de Pareto dans les limites choisies, les auteurs ont utilisé la technique de "distance de crowding".

Les résultats de simulation ont été comparés avec d'autres anciennes techniques: PSO et NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithms-II). À travers cette comparaison, les auteurs ont bien montré l'efficacité de la technique proposée dans la détection de l'emplacement et le classement optimale des deux dispositifs FACTS considérés, ainsi que dans la résolution du problème d'optimisations multi-objectives.

En 2012, et afin d'améliorer la capacité de transfert d'énergie électrique dans un système de puissance interconnecté, les auteurs dans [15] ont utilisé l'approche basée sur l'évolution différentielle (DE) pour trouver l'emplacement optimal de certains types de dispositifs FACTS où le système est chargé à partir de la base de puissance réactive jusqu'à 200% de la charge réactive de base. L'objectif principal dans ce travail est de minimiser les pertes de transmission et d'améliorer la capacité de transfert d'énergie électrique en incorporant de différents dispositifs FACTS dans des emplacements appropriés du réseau de transmission à savoir:

- ☞ SVC ;
- ☞ TCSC ;
- ☞ UPFC.

Les coûts d'installation de divers dispositifs FACTS et le coût de fonctionnement du système, à savoir le coût en perte d'énergie, sont combinés pour former la fonction objective à minimiser.

D'après une analyse comparative avec PSO, cette approche de l'emplacement des dispositifs FACTS basée sur l'évolution différentielle DE est extrêmement bénéfique, à la fois en termes de performances et en terme d'économie, qui est clairement observée à partir des résultats obtenus.

Les auteurs dans [16] ont appliqués la variante NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) pour obtenir l'emplacement optimale du dispositif UPFC (Unified Power Flow Controller) afin d'atteindre simultanément aux deux objectifs suivants :

- Amélioration de la capacité de chargement du système de puissance étudié ;
- Minimisation de la perte de puissance active dans les lignes de transmission.

Après le lancement de la procédure de la méthode d'optimisation, les auteurs ont démontré à travers les résultats de simulations obtenues que les performances statiques et dynamiques du système de puissance peuvent être efficacement améliorées par l'obtention d'un emplacement adéquat (optimale) du dispositif UPFC.

En 2015, A. Rezaee Jordehi a proposé dans [17] l'utilisation d'un nouvel algorithme d'optimisation appelé "Brain-Storm Optimisation Algorithm (BSOA)" pour trouver l'emplacement et le classement optimal des dispositifs FACTS dans les systèmes de puissance électrique. L'algorithme BSOA est inspiré du processus de remue-méninges chez les êtres humains.

Dans cette étude l'auteur a utilisé cet algorithme pour trouver l'emplacement et le classement optimal de deux types de dispositifs FACTS: SVCs et TCSCs. Le problème de l'emplacement et le classement des dispositifs FACTS est formulé comme un problème multi-objectif dont les objectifs traités sont les suivants:

- ⊗ Amélioration du profil de tension ;
- ⊗ Minimisation de la surcharge ;
- ⊗ Minimisation des pertes.

L'auteur a montré à travers les résultats de simulation obtenue la grande efficacité de l'application de l'algorithme proposé dans le problème de recherche de l'emplacement et le classement des deux types de FACTS: SVCs et TCSCs.

D'autres part, la comparaison montre que l'utilisation de l'algorithme BSOA donne un meilleur profil de tension et de plus faible pertes de puissance que l'optimisation par: PSO, GA, DE, recuit simulé SA (Simulated Annealing), l'hybridation entre les algorithmes génétiques et d'autres algorithmes existants (GA-PS), BSA (Backtracking Search Algorithm),

algorithme de recherche gravitationnelle (GSA) et l'optimisation de la reproduction asexuel (ARO).

En 2017, l'impact de l'emplacement optimal d'un ensemble de dispositifs FACTS multi-types sur l'amélioration de la sécurité du système de puissance a été étudié par [18] en utilisant trois méthodes d'optimisation (BBO (Biogeography Based Optimization), WIPSO (Weight Improved PSO) & PSO) afin de résoudre le problème d'optimisation multi-objectives (sous une condition de surcharge) composé de:

- ◆ Minimisation du coût ;
- ◆ Minimisation du chargement des lignes ;
- ◆ Minimisation de déviation de tension.

L'ensemble des dispositifs FACTS multi-types intégrés dans cette étude en parallèle avec l'optimisation par les trois méthodes précédentes sont:

- SVC ;
- TCSC ;
- SVC-TCSC ;
- UPFC.

Après avoir obtenu les résultats de la simulation, les auteurs ont conclu les résultats importants suivants:

1- L'installation optimale du dispositif SVC améliore exceptionnellement le profil de tension par rapport aux autres dispositifs FACTS étudiés.

2- L'installation optimale du dispositif TCSC minimise efficacement le chargement des lignes par rapport aux autres dispositifs FACTS étudiés.

3- L'installation optimale du dispositif UPFC donne des meilleures performances en minimisant à la fois le chargement des lignes et la déviation de tension par rapport aux autres dispositifs FACTS étudiés.

4- La combinaison TCSC-SVC donne une amélioration relativement satisfaisante comparable à l'UPFC dans la réduction du chargement des lignes et la déviation de tension.

5- Le coût d'installation du TCSC-SVC combiné est inférieur au coût d'installation de l'UPFC.

6- Malgré que l'UPFC donne des meilleures performances en minimisant le chargement des lignes et la déviation de tension; il est préférable de choisir la combinaison TCSC-SVC lorsque la sécurité maximale est requise avec un coût d'installation minimal.

Le travail proposé par [19] présente un nouveau cadre de recherche qui rassemble l'utilisation des méthodes d'optimisation et les systèmes FACTS pour identifier, classer et rectifier les défauts dans les lignes de transmission et de réduire le niveau d'influence des paramètres du réseau électrique. Pour cela les auteurs ont utilisé la méthode d'optimisation combinée (ACO-PSO) (Ant Colony Optimization- Particle Swarm Optimization) qui permette de détecter le défaut dans le système de puissance et le rectifier via l'injection de la puissance réactive provenant d'un compensateur FACTS et d'optimiser son temps de réponse.

Les grandes lignes de la méthodologie utilisée dans ce travail sont les suivantes:

- L'injection de la puissance réactive une fois le défaut survenu dans la ligne de transmission ;
- L'utilisation du dispositif STATCOM pour la régulation du niveau de puissance réactive ;
- La classification et la rectification des défauts sont effectués à l'aide d'une machine à vecteurs de pertinence (RVM) (Relevance Vector Machine) et l'optimisation par (ACO-PSO) combinée. La meilleure valeur de fitness donnée par (ACO-PSO) assure une génération de puissance réactive et une rectification efficaces des défauts.

Les auteurs ont démontré à travers les résultats de simulations obtenues dans ce travail de recherche que la méthode proposée surpasse les modèles existants en ce qui concerne la détection, la rectification des défauts et le temps critique requis.

D'autre part, l'analyse comparative de la méthode proposée avec les méthodes existantes confirme l'efficacité de l'assurance d'une fiabilité élevée et de la continuité du service.

Dernièrement en 2018, une étude détaillée dans [20] sur l'emplacement optimal et multi-objectif du D-STATCOM (Distribution STATic COMPensator) dans les systèmes de distribution, en tenant compte de l'incertitude de la charge (active et réactive). Les auteurs ont proposé une nouvelle méthode pour l'emplacement du D-STATCOM appelée la technique de Monte Carlo (MCS) (Monte Carlo Simulation technique). Cette technique est utilisée pour faire face à l'attribut incertain des charges. Les fonctions objectives du modèle proposé comprennent:

- ✓ Minimisation de la déviation de tension totale ;
- ✓ Minimisation des pertes actives totales ;
- ✓ Maximisation de l'indice de stabilité de tension VSI (Voltage Stability Index).

Les résultats de simulation ainsi que l'analyse comparative de cette étude confirment l'exactitude de la méthode proposée pour déterminer l'emplacement correct du D-STATCOM dans les systèmes de distribution étudiés en respectant les objectifs considérés.

D'autre part, l'analyse économique dans cette étude confirme que la mise en place de deux D-STATCOMs permet d'offrir un coût minimisé par rapport à la mise en place d'un seul D-STATCOM.

Un autre excellent travail de recherche récemment publié a traité dans [21] un inconvénient de l'installation de l'UPFC dans les systèmes de puissance; lorsque la ligne de transmission avec tout dispositif de compensation est planifiée pour l'amélioration par l'installation d'un UPFC, elle ne permet pas de modifier (moderniser) les dispositifs existants tels que SVC, TCSC ou même un condensateur commuté.

Les auteurs ont contribué en proposant l'utilisation du contrôleur hybride de flux de puissance dite HPFC (Hybrid Power Flow Controller) et de l'installer dans les réseaux électriques en tant qu'une alternative équivalente à la performance de l'UPFC, ainsi que son avantage qu'il est rentable.

La configuration de l'HPFC utilisée dans ce travail comprend deux VSC connectés en shunt via des transformateurs de couplage, de chaque côté de TCSC qui partage une liaison de condensateur à CC commune.

L'objectif principal dans ce travail est de trouver l'emplacement optimal des deux compensateurs UPFC et HPFC en utilisant une approche basée sur l'algorithme génétique. De plus un modèle de flux de puissance de l'UPFC et de l'HPFC est développé à l'aide des équations de contrainte et des fonctions objectives.

À travers les résultats de simulation obtenue les auteurs montrent que le coût de production à l'emplacement optimal de l'HPFC est inférieur à celui de l'UPFC et que la perte de puissance active totale est comparable à celle de l'UPFC.

I.3. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté l'état de l'art de l'amélioration (optimisation) de l'écoulement de puissance en présence des systèmes FACTS. Parmi des milliers de travaux effectués autour ce sujet on a choisi à présenter les excellents attirables travaux en respectant l'ordre chronologique du plus anciens depuis l'apparition de cette combinaison de recherche au début des années quatre vingt dix jusqu'aux les plus récents. De plus, on a aussi donné des explications suffisantes pour chaque étude mentionnée, ainsi que leurs résultats obtenus.

Dans le chapitre suivant, on va présenter en détaille l'étude de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques.

Chapitre II

Ecoulement de puissance

Chapitre II : Ecoulement de puissance

II.1. Introduction

L'analyse de l'écoulement de puissance (autrement dite répartition des charges) est considérée parmi les problèmes fondamentaux les plus importants dans l'étude des systèmes électriques [22]. Il est évident que les ingénieurs d'électricité sont tenus toujours de planifier, concevoir et maintenir les systèmes électriques afin qu'ils fonctionnent d'une manière fiable et dans les limites de sécurité [23]. De ce fait, l'utilisation des méthodes d'écoulement de puissance efficaces et robustes est une exigence nécessaire car leurs résultats jouent un rôle crucial pendant les phases de fonctionnement de tout système électrique pour son programme de contrôle et de planification économique, ainsi que pendant les phases de développement et de conception [24].

L'étude de l'écoulement de puissance consiste à déterminer avec précision l'amplitude et l'angle de tension en régime permanent à chaque jeu de barre du système électrique étudié ainsi que les puissances actives et réactives jusqu'à ce qu'un équilibre soit atteint entre la charge et la puissance transmise [23].

II.2. Modélisation des éléments d'un réseau électrique

Afin d'établir les équations mathématiques qui gouvernent l'écoulement de puissance dans un système électrique, il est d'abord nécessaire d'exposer les modèles de base relatifs aux composants de ce système comme suit:

II.2.1. Modèle du générateur

Le générateur à courant alternatif triphasé appelé aussi "générateur synchrone" est considéré comme l'élément le plus important dans le réseau électrique [25]. Il est représenté par une source de tension constante qui injecte au niveau du nœud où elle est connectée une puissance active P_g et une puissance réactive Q_g . La puissance active délivrée par le générateur doit être réglée à travers le contrôle de la turbine afin qu'elle soit maintenue constante et dans les limites de production du système. D'autre part la puissance réactive varie entre les deux valeurs de limites minimal (Q_{gmin}) et maximal (Q_{gmax}) afin de maintenir la tension constante aux bornes de l'alternateur [26].

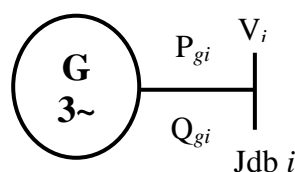


Figure II.1. Modèle du générateur à courant alternatif triphasé.

II.2.2. Modèle de ligne de transmission

Généralement, la ligne de transmission est représentée par son schéma équivalent en Π comme montré dans la figure II.2 [27]. Les paramètres associés dans ce modèle sont les suivants [27]:

- ☉ L'impédance série Z_{ik} de la ligne : une résistance R_{ik} en série avec une réactance inductive X_{ik} .

$$Z_{ik} = R_{ik} + jX_{ik} \quad [\Omega] \quad (II.1)$$

- ☉ L'admittance shunt y_{sh_ik} dans chaque coté de la ligne.

$$y_{sh_ik} = (G_{ik} + jB_{ik})/2 \quad [S] \quad (II.2)$$

Tel que :

S : est le Siemens (l'unité de l'admittance shunt).

G_{ik} : est la conductance d'isolation de la ligne entre les deux jeux de barres i et k .

B_{ik} : est la susceptance capacitive de la ligne entre les deux jeux de barres i et k .

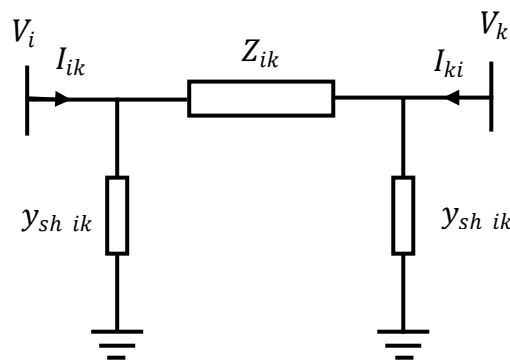


Figure II.2. Modèle en Π d'une ligne de transmission [27].

II.2.3. Modèle du transformateur

Le transformateur de puissance électrique est généralement représenté par un quadripôle en Π non symétrique comme montré dans la figure II.3. Les paramètres associés dans ce modèle sont les suivants :

- ☞ Le rapport de transformation a_{ik} : inclus dans les éléments de la matrice admittance ;
- ☞ L'impédance de fuite qui peut être prendre la forme de l'équation (II.1).

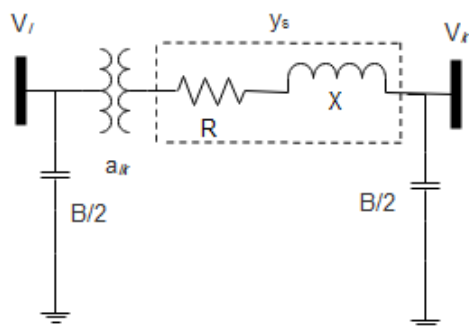


Figure II.3. Modèle du transformateur de puissance.

II.2.4. Modèle de charge

Les charges électriques peuvent être classées en trois types: industrielle, commerciale et résidentielle. Les grandes charges industrielles peuvent être branchées directement à partir du système de transmission et les charges commerciales (moyenne) via le réseau de sous-transmission tandis que les petites charges à partir du réseau de distribution principal [25]. Généralement les charges électriques représentent des sous-stations connectées au réseau à travers des transformateurs de puissance. Le modèle de charge utilisé dans ce travail est une impédance qui consomme une puissance active constante et une puissance réactive constante [26]. Ces puissances constantes sont indépendantes de la tension nodale où :

$$S_{d_i} = P_{d_i} + jQ_{d_i} \quad (II.3)$$

Tel que :

S_{d_i} : est la puissance complexe (Apparente) demandée par la charge.

P_{d_i} : est la puissance active demandée par la charge.

Q_{d_i} : est la puissance réactive demandée par la charge.

Il est noté que la puissance réactive Q_{d_i} peut être positive ou négative selon la nature de la charge inductive ou capacitive respectivement.

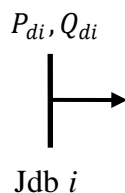


Figure II.4. Modèle de charge.

II.2.5. Modèle des éléments shunts

Les éléments shunts qui peuvent être capacitif ou inductif (batterie de condensateur, inductance fixe, compensateur synchrone, compensateur statique) sont utilisés principalement pour la compensation de l'énergie réactive et par conséquent la tenue de la tension. Ces éléments sont modélisés selon leurs natures (capacitif ou inductif) par une admittance équivalente [2] [26].

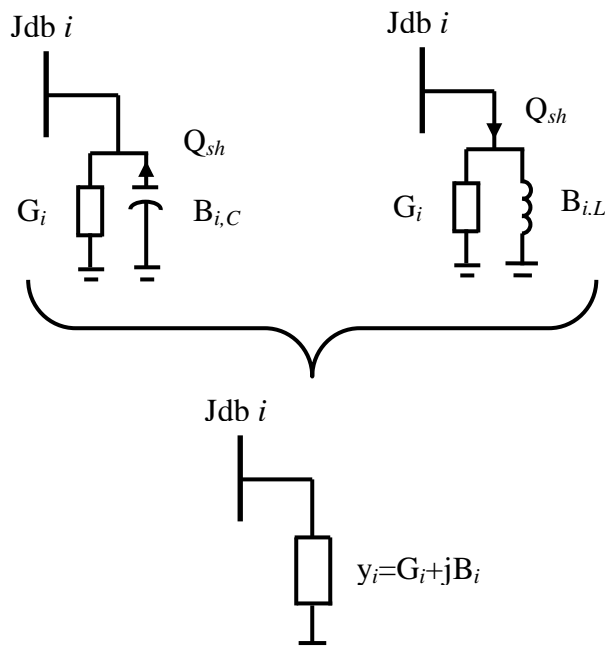


Figure II.5. Modèle des éléments shunts.

II.3. Classification des jeux de barres

Selon deux parmi les quatre variables (Puissance active, puissance réactive, amplitude de tension et angle de phase) les jeux de barres d'un système électriques sont classés en trois types:

II.3.1. Jeu de barre de référence

Le jeu de barre de référence dite aussi « Slack bus » ou bien « Swing bus » est choisi parmi les jeux de barres de génération où l'amplitude de tension nodale " V_{slack} ", et l'angle de phase " θ_{slack} " sont spécifiés tandis que les puissances actives et réactives sont inconnus. L'angle de phase de tension au niveau du slack bus " θ_{slack} " est choisi comme référence (généralement fixée à la valeur zéro) par rapport à laquelle tous les autres angles de phase du système sont mesurés [2].

II.3.2. Jeu de barre de génération

Ce type de jeux de barres est appelé aussi jeu de barre à tension contrôlée ou « PV bus » c.à.d. que la puissance active et l'amplitude de tension sont spécifiées tandis que la puissance réactive et l'angle de phase sont inconnus [28].

II.3.3. Jeu de barre de charge

Au niveau de ce type de jeux de barres il n'existe aucun générateur connecté, de ce fait la puissance active et réactive sont spécifiés tandis que l'amplitude et l'angle de phase de tension sont inconnus; c'est ce qui permet de l'appeler aussi « PQ bus » [28].

D'autre part, il convient de prendre en compte le cas où le générateur ne peut pas fournir la quantité nécessaire de la puissance réactive afin de forcer l'amplitude de tension d'être fixée à la valeur spécifiée. Dans ce cas exceptionnel la puissance réactive sera fixée à la limite violée (Q_{\min} ou Q_{\max}) du générateur et l'amplitude de tension sera libéré. Donc les puissances active et réactive générées seront spécifiées et l'amplitude de tension et l'angle de phase seront inconnus [2]. En d'autre terme cette situation est appelée la transformation du jeu de barre de génération (PV bus) à un jeu de barre de charge (PQ bus) mais avec P_g non nulle.

Les variables spécifiées et les variables inconnues pour chaque type de jeux de barres sont récapitulées dans le tableau II.1 ci-dessous.

Tableau II.1. Classification des jeux de barres selon les variables (P, Q, V et δ) [28] [29].

Jdb	Variables spécifiés	Variables inconnus
Slack	V_1 et δ_1 ($\delta_1 = 0$)	P_1 et Q_1
PV	P_{PV} et V_{PV}	Q_{PV} et δ_{PV}
PQ	P_{PQ} et Q_{PQ}	V_{PQ} et δ_{PQ}

Telque :

V_1 et δ_1 sont l'amplitude et l'angle de tension du slack bus respectivement.

P_1 et Q_1 sont la puissance active et réactive du slack bus respectivement.

V_{PV} et δ_{PV} sont l'amplitude et l'angle de tension des jeux de barres PV respectivement.

P_{PV} Q_{PV} sont la puissance active et réactive des jeux de barres PV respectivement.

V_{PQ} et δ_{PQ} sont l'amplitude et l'angle de tension des jeux de barres PQ respectivement.

P_{PQ} Q_{PQ} sont la puissance active et réactive des jeux de barres PQ respectivement.

II.4. Classification des problèmes d'écoulement de puissance

Dans les systèmes de puissance électrique, les systèmes d'équations formées pour la résolution du problème d'écoulement de puissance n'est pas toujours solvable. De ce fait, il est pertinent de classer les problèmes d'écoulement de puissance en termes de solvabilité des systèmes d'équations dans les quatre (04) catégories suivantes [22]:

II.4.1. Cas bien conditionné (Well-conditioned case)

Ce cas est considéré la plus courante; où la solution de l'écoulement de puissance est existe et accessible en utilisant une méthode bien adaptée (méthode standard de Newton-Raphson) et une estimation initiale constante (par exemple, toutes les amplitudes de tension des charges égales à 1 et tous les angles de tension des jeux de barres égales à 0) [22].

II.4.2. Cas mal conditionné (Ill-conditioned case)

Dans ce cas malgré que la solution du problème d'écoulement de puissance existe les méthodes standards qui reposent sur l'estimation initiale constante ne parviennent pas à obtenir cette solution. L'échec des méthodes standard est due au fait que leurs espace de recherche de solution d'écoulement de puissance est étroite ou bien est loin de l'estimation initiale et non aux équations d'écoulement de puissance. De ce fait, seules les méthodes robustes peuvent contourner et résoudre ce type de cas mal conditionné [22].

II.4.3. Cas du point de bifurcation

Dans ce cas, la solution de l'écoulement de puissance est exactement un point de bifurcation qu'il s'agit soit d'une bifurcation nœud-selle (col-nœud) ou bien d'une bifurcation induite par limite [22] [30].

La bifurcation nœud-selle est due généralement au chargement maximal du système. Dans ce cas, l'utilisation des méthodes d'écoulement de puissance standards ou robustes ne parviennent pas à obtenir la solution en raison que la matrice jacobienne est singulière dans ce point de solution [22].

La bifurcation induite par limite est due à une limite physique du système, telle que le manque de la puissance réactive produite par les générateurs. Malgré que ce type de bifurcation conduit dans certains cas à l'effondrement de tension du système, le point de solution est généralement considéré comme un cas bien conditionné (Well-conditioned case) et ne présente aucun problème de convergence [22].

D'autre part, et afin de déterminer les points de ces deux types de bifurcation, plusieurs techniques utiles ont été proposées bien que ce cas est assez rare dans la pratique [22].

II.4.4. Cas insoluble

Dans ce cas, la solution de l'écoulement de puissance n'existe pas due au fait que le système électrique est trop chargé.

D'autre part, plusieurs méthodes ont été élaborées afin de définir le niveau de chargement maximal que le système peut fournir, tel que celles détaillées dans les références [31] et [32] qui fournissent une solution proche à la limite de faisabilité [22].

Afin de clarifier les cas précédents mieux, la figure (II.6) définit les trois régions (faisable, infaisable et insoluble) dans un espace de paramètres multidimensionnel; Ces paramètres peuvent être: des charges, des injections de puissances actives et des tensions des générateurs...etc.

La région faisable est définie comme l'ensemble des points dans l'espace où les équations de l'écoulement de puissance ont une solution et toutes les valeurs du système (flux de ligne, tensions des jeux de barres...etc.) sont dans leurs limites. Il est considéré aussi comme la région de fonctionnement désirée pour le système électrique.

La deuxième région (infaisable) est l'ensemble des points dans l'espace où les équations de l'écoulement de puissance ont une solution mais une ou plusieurs limites sont violées (limites de: puissances réactives, amplitude de tension...etc.). Il est noté que dans cette région il est possible de faire fonctionner le système électrique au moins pendant un certain temps.

Les deux régions (faisable et infaisable) représentent la région soluble de l'écoulement de puissance.

La région insoluble représente l'ensemble des points dans l'espace où les équations de l'écoulement de puissance n'ont pas de solution. Comme il est montré dans la figure, la limite entre les deux régions soluble (faisable et infaisable) et insoluble est désignée par la frontière ζ [31].

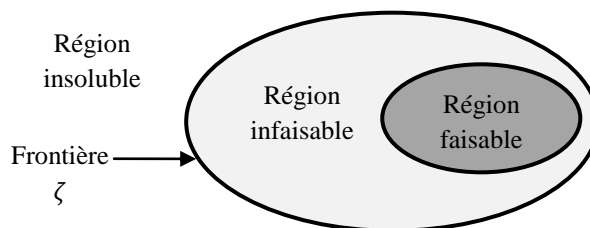


Figure II.6. Régions de solution de l'écoulement de puissance.

II.5. Formulation du problème d'écoulement de puissance

II.5.1. Cas d'un système à deux jeux de barres

Soit le schéma équivalent du réseau de la figure II.7 composée de deux jeux de barres.

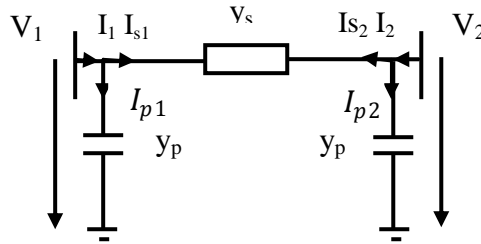


Figure II.7. Schéma équivalent d'un système électrique à deux jeux de barres.

II.5.1.1. Formulation de la matrice admittance Y_{bus}

En utilisant les lois de Kirchhoff on aura :

Les courants I_1 et I_2 se décomposent en deux parties : les courants séries (I_{s1} et I_{s2}) et les courants parallèles (I_{p1} et I_{p2}).

$$\begin{cases} I_1 = I_{s1} + I_{p1} \\ I_2 = I_{s2} + I_{p2} \end{cases} \quad (II.4)$$

Tel que :

$$\begin{cases} I_{s1} = \frac{(V_1 - V_2)}{Z_s} = y_s (V_1 - V_2) \\ I_{s2} = \frac{(V_2 - V_1)}{Z_s} = y_s (V_2 - V_1) \end{cases} \quad (II.5)$$

Et

$$\begin{cases} I_{p1} = \frac{V_1}{Z_p} = y_p V_1 \\ I_{p2} = \frac{V_2}{Z_p} = y_p V_2 \end{cases} \quad (II.6)$$

$$\begin{aligned} \text{Donc : } \begin{cases} I_1 = y_s (V_1 - V_2) + y_p V_1 \\ I_2 = y_s (V_2 - V_1) + y_p V_2 \end{cases} &\Leftrightarrow \begin{cases} I_1 = (y_s + y_p) V_1 - y_s V_2 \\ I_2 = -y_s V_1 + (y_s + y_p) V_2 \end{cases} \\ &\Leftrightarrow \begin{cases} I_1 = Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 \\ I_2 = Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2 \end{cases} \end{aligned} \quad (II.7)$$

Tel que :

$$Y_{11} = Y_{22} = (y_s + y_p)$$

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

L'équation (II.7) peut être prendre son forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (II.8)$$

Alors, la matrice admittance du système à deux nœuds est :

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \quad (II.9)$$

II.5.1.2. Formulation des équations fondamentales

En tenant compte de l'équation (II.7), on obtient :

$$\begin{cases} S_1 = P_1 + jQ_1 = V_1 * I_1 = V_1(Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2) \\ S_2 = P_2 + jQ_2 = V_2 * I_2 = V_2(Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2) \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} S_1 = P_1 + jQ_1 = V_1 \sum_{k=1}^2 Y_{1k}V_k \\ S_2 = P_2 + jQ_2 = V_2 \sum_{k=1}^2 Y_{2k}V_k \end{cases} \quad (II.10)$$

Avec l'adaptation des admittances et des tensions en coordonnées polaires, on peut écrire les puissances actives et réactives comme suit [29] :

$$\begin{cases} P_i = V_i \sum_{k=1}^2 Y_{ik}V_k \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \\ Q_i = V_i \sum_{k=1}^2 Y_{ik}V_k \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \end{cases} \quad (II.11)$$

II.5.2. Cas d'un système à n jeux de barres

Pour le cas généralisé de n jeux de barres, la matrice admittance Y_{bus} devient :

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (II.12)$$

La formulation de la matrice Y_{bus} repose sur les trois règles suivantes [29]:

- ☞ Chaque élément diagonal Y_{ii} est égal à la somme algébrique de toutes les admittances (séries et parallèles) connectées à ce jeu de barre i .
- ☞ Chaque élément mutuel Y_{ik} est égale à la somme algébrique de toutes les admittances séries connectées entre les nœuds i et k précédée par un signe moins (-).
- ☞ Chaque élément mutuel Y_{ik} égal à son analogue : $Y_{ik} = Y_{ki}$.

En adoptant la représentation cartésienne pour les admittances et la représentation polaire pour les tensions dans ce cas généralisé, l'équation (II.11) devient :

$$\begin{cases} P_i = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}) \\ Q_i = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}) \end{cases} \quad (II.13)$$

Tel que :

$$Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$$

$$\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k$$

II.6. Classification des variables des équations de l'EP

Pour résoudre le système d'équation (II.13) d'un réseau électrique à n jeux de barres, on nécessite à déterminer pour chaque jeu de barre son amplitude de tension et son angle de phase, on aura donc $2n$ variables.

Le réseau à n jeux de barres contient : un seul (1) slack, n_{pv} jeux de barres de génération et n_{pq} jeux de barres de charge, donc :

$$n = 1 + n_{pv} + n_{pq} \quad (II.14)$$

Alors le nombre d'inconnus sera :

$$2n = 2(1 + n_{pv} + n_{pq}) = 2 + 2n_{pv} + 2n_{pq}$$

Cependant, selon le tableau (II.1) l'amplitude de tension et l'angle de phase du slack sont spécifiés ainsi que les modules des tensions des jeux de barres PV, on aura donc :

$$\text{nombre d'inconnus} = n_{pv} + 2n_{pq} \quad (II.15)$$

Les variables inconnus et les variables spécifiés sont classés en trois types comme suit :

a) Variables de perturbation : il s'agit des puissances actives et réactives demandées par les charges. Le vecteur des variables de perturbation est donné par :

$$p = [P_{d1}, \dots, P_{dn}; Q_{d1}, \dots, Q_{dn}] \quad (II.16)$$

Tel que :

P_{d1}, \dots, P_{dn} Les puissances actives demandées par les charges du Jdb n°1 jusqu'au Jdb n° n .

Q_{d1}, \dots, Q_{dn} Les puissances réactives demandées par les charges du Jdb n°1 jusqu'au Jdb n° n .

b) Variables de contrôle (de commande): sont les puissances actives générées par les générateurs à l'exception du slack bus et les amplitudes des tensions des jeux de barres de génération. Le vecteur des variables de contrôle est comme suit :

$$u = [P_{g2}, \dots, P_{gn}; Q_{g1}, \dots, Q_{gn}; V_g] \quad (II.17)$$

Tel que :

P_{g2}, \dots, P_{gn} Les puissances actives générées par les générateurs à l'exception du slack.

Q_{g1}, \dots, Q_{gn} Les puissances réactives générées par les générateurs.

V_g Amplitude de tension des jeux de barres de génération.

c) Variables d'état : sont les inconnus à calculés. Le vecteur des variables d'état est :

$$x = [P_{g1}; V_i; \delta_i] \quad (II. 18)$$

Tel que :

P_{g1} Puissance active générée par le générateur du slack.

V_i Amplitude de tension des jeux de barres de charge.

δ_i Angle de phase des jeux de barres de charge.

D'autre par, le calcul de l'écoulement de puissance doit respecte les limites inférieurs et supérieurs imposés sur les amplitudes de tension et les puissances actives et réactives :

- ♣ $V_{i_min} \leq V_i \leq V_{i_max} ;$
- ♣ $P_{Gi_min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi_max} ;$
- ♣ $Q_{Gi_min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi_max} .$

II.7. Méthodes numériques de résolution du problème d'EP

Le problème d'écoulement de puissance ne peut pas être résolu par un simple calcul manuel à cause de la complexité des réseaux électriques et de leurs tailles.

La solution de l'écoulement de puissance du point de vue de la modélisation mathématique consiste à résoudre l'ensemble des équations algébriques non linéaires qui décrivent un système de puissance électrique en régime permanent [2].

Au cours des années, plusieurs approches ont été proposées pour la résolution des équations d'écoulement de puissance [2]. La plupart des méthodes numériques existantes dans la littérature, ont été développés dont le but est de réduire le fardeau de calcul en réduisant le nombre d'équations, en approchant la matrice jacobienne, ...etc. [24].

II.7.1. Méthode de Gauss-Seidel

La méthode de Gauss-Seidel est basée principalement sur la technique de calcul de Gauss, cette dernière peut être expliquée comme suit [33]:

Soit l'équation non linéaire :

$$f(x) = 0 \quad (II. 19)$$

Si on veut résoudre cette équation itérativement :

- On la mettre sous la forme :

$$x = F(x) \quad (II. 20)$$

- On choisit une solution initiale x^0 pour commencer le processus d'itération.

- A chaque itération on calcul l'élément $x^{k'+1}$ à partir de l'élément précédent $x^{k'}$ tel que :

$$x^{k'+1} = F(x^{k'}) \quad (II.21)$$

- Le processus d'itération continu jusqu'à l'obtention d'une solution \tilde{x} tel que :

$$\tilde{x} = F(\tilde{x}) \quad (II.22)$$

Ou bien l'atteinte du critère d'arrêt ε définit par :

$$|\tilde{x}^{k'+1} - \tilde{x}^{k'}| \leq \varepsilon \quad (II.23)$$

L'équation (II.10) peut être généralisée comme suit :

$$S_i^{sp} = V_i^{sp} I_i = V_i^{sp} \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad (II.24)$$

Tel que :

S_i^{sp} et V_i^{sp} Sont la puissance apparente spécifiée et l'amplitude de tension spécifiée respectivement.

On met l'équation ci-dessus sous la forme $x = F(x)$; On a :

$$I_i = \frac{S_i^{sp}}{V_i^{sp}} = \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k = Y_{ii} V_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k \quad (II.25)$$

Donc :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{S_i^{sp}}{V_i^{sp}} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k \right) \quad (II.26)$$

x → $F(x)$

Si on prend les types des jeux de barres de l'ordre indiqué dans le tableau (II.2) ci-dessous, on peut initialiser les modules et les arguments des tensions comme suit :

$$\begin{cases} |V_i| = |V_i|^0; i = m + 1 : n \\ \delta_i = \delta_i^0; i = 2 : n \end{cases}$$

Tableau II.2. Ordre présentatif des différents jeux de barres.

Slack	PV bus	PQ bus
1	$2 : m$	$m+1 : n$

Pour les jeux de barres de charge (PQ buses), les tensions sont obtenues à partir de l'équation (II.26) ; à chaque itération, on peut reformuler cette équation sous la forme $x^{k'+1} = F(x^{k'})$ comme suit :

$$V_i^{k'+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{S_i^{sp}}{(V_i^{sp})^{k'}} - \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik} V_k^{k'+1} - \sum_{k=i+1}^n Y_{ik} V_k^{k'} \right) \quad (II.27)$$

Pour les jeux de barres de génération (PV buses), et à partir de l'équation (II.24) on peut calculer la puissance réactive à chaque itération comme suit :

$$Q_i^{k'+1} = \text{Imag} \left((V_i^{sp})^{k'} \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k^{k'} \right) \quad (II. 28)$$

Les arguments de ces jeux de barres sont données par :

$$\delta_i^{k'+1} = \text{Arg} \left(\frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{P_i^{sp} - j Q_i^{sp k'+1}}{(V_i^{sp})^{k'}} - \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik} V_k^{k'+1} - \sum_{k=i+1}^n Y_{ik} V_k^{k'} \right) \right) \quad (II. 29)$$

Le processus itérative stop lorsque la condition (critère d'arrêt) suivante atteinte :

$$\max(|V_i^{k'+1} - V_i^{k'}|) \leq \varepsilon ; i = 2:n \quad (II. 30)$$

II.7.2. Méthode de la matrice d'impédance

La matrice d'impédance des jeux de barres est évidemment connues comme l'inverse de la matrice d'admittance :

$$Z = \frac{1}{Y} \quad (II. 31)$$

Lorsqu'un réseau électrique a de très faibles admittances shunts, la matrice Y est presque singulière et par conséquent la matrice Z est numériquement mal définie. Ce problème peut être contourné en éliminant la contribution du slack bus dans les équations matricielles et en ne considérant que les matrices réduites résultantes. De ce fait, l'équation (II.8) peut être réécrite comme suit [33]:

$$I = Y_r V_r + Y_s V_s \quad (II. 32)$$

Tel que :

Y_r Est la matrice d'admittance réduite en supprimant la ligne et la colonne du slack bus.

Y_s Est la colonne éliminée de la matrice Y.

V_r Est la matrice des tensions réduite sans slack bus.

V_s Est la tension du slack bus.

De l'équation (II.32), on aura :

$$V_r = Z_r (I - Y_s V_s) \quad (II. 33)$$

Où :

Z_r Est la matrice d'impédance réduite des jeux de barres.

A partir d'un ensemble de tensions initiales V_{0r} , les courants des jeux de barres sont obtenus par:

$$I_i = \frac{P_i^{sp} - j Q_i^{sp}}{V_i^{sp}} ; i = 1, \dots, n - 1 \quad (II. 34)$$

Ces courants sont substitués dans l'équation (II.33), on obtient donc :

$$V_r = Z_r \left(\frac{P_i^{sp} - j Q_i^{sp}}{V_i^{sp}} - Y_s V_s \right) \quad (II.35)$$

Le processus d'itération est répété jusqu'à ce que la convergence soit obtenue. Cette procédure permet de mettre en œuvre plusieurs raffinements, conduisant tous à une convergence bien supérieure à celle de la méthode de Gauss-Seidel [33].

II.7.3. Méthode de Newton-Raphson

Dans les études de l'écoulement de puissance, la méthode numérique de Newton-Raphson est considérée comme la méthode la plus utilisée pour résoudre les équations algébriques non linéaires en raison de ses caractéristiques de convergence élevées. Cette technique d'approximations successives est basée sur une estimation initiale de l'inconnue et de l'utilisation des séries de Taylor [2] [28].

Supposant qu'on veut résoudre l'équation non linéaire (II.19) : $f(x) = 0$, et considérons que $x^0 = x_0$ est l'estimation initiale de la solution (solution initiale de l'équation (II.19)), et Δx est une petite déviation de la solution exacte tel que $\Delta x = x - x_0$. De ce fait, la série de Taylor est donnée comme suit :

$$f(x) \cong f(x_0) + \Delta x \frac{df}{dx_0} + \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{d^2f}{dx^2} + \dots + \frac{\Delta x^n}{n!} \frac{d^n f}{dx^n} = 0 \quad (II.36)$$

L'équation précédente peut être réduite en prenant seulement le premier ordre :

$$f(x) \cong f(x_0) + \Delta x \frac{df}{dx_0} = 0 \quad (II.37)$$

Si le terme $\frac{df}{dx_0}$ n'est pas nul, on aura donc :

$$\begin{aligned} \Delta x = x - x_0 &= -f(x_0) \left(\frac{df}{dx_0} \right)^{-1} \\ \Rightarrow x &= x_0 - f(x_0) \left(\frac{df}{dx_0} \right)^{-1} \end{aligned} \quad (II.38)$$

Le processus d'itération sera donc :

$$x^{k'+1} = x^{k'} - f(x^{k'}) \left(\frac{df}{dx^{k'}} \right)^{-1} \quad (II.39)$$

Le processus itérative stop lorsque le critère d'arrêt suivant est satisfait :

$$\max(|x^{k'+1} - x^{k'}|) \leq \varepsilon \quad (II.40)$$

Pour un système de n équations non linéaires à n variables inconnues suivant:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \dots \dots \dots \dots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad (II.41)$$

Le processus itératif est donné par analogie avec l'équation (II.39) comme suit :

$$[\Delta f(x^{k'})] = [J^{k'}][\Delta x^{k'}] \quad (II.42)$$

Tel que :

$$\Delta f = \begin{bmatrix} \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \\ \dots \\ \Delta f_n \end{bmatrix}; \quad \Delta x = \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \dots \\ \Delta x_n \end{bmatrix}; \quad [J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

Afin d'appliquer la méthode de Newton-Raphson au problème d'écoulement de puissance, il faut que ses équations êtres sous la forme de l'équation (II.42) dont:

Le vecteur Δf rassemble les puissances actives ΔP pour les jeux de barres PV et PQ et les puissances réactives ΔQ pour les jeux de barres PQ. C.à.d. $(n_{pv} + n_{pq})$ élément à calculer.

Le vecteur ΔX contient les amplitudes de tension des jeux de barres de charge (PQ) ainsi que les angles de phase des jeux de barres PV et PQ. C.à.d. que le vecteur ΔX a $(n_{pv} + n_{pq})$ inconnues.

La matrice J (appelée matrice Jacobienne) comporte $(n_{bus} - 1 + n_{pq}) \times (n_{bus} - 1 + n_{pq})$ élément, tel que n_{bus} est le nombre total des jeux de barres dans le système de puissance. De plus, il est à noter que lorsqu'il n'y aucun élément de transmission entre les jeux de barres i et k , l'entrée $(i-k)$ correspondant dans la matrice jacobienne est nulle [2]. Donc, on peut écrire :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_{m+1} \\ \Delta Q_{m+2} \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_{2p}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_{2p}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial f_{2p}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{2p}}{\partial |V_{m+1}|} & \frac{\partial f_{2p}}{\partial |V_{m+2}|} & \dots & \frac{\partial f_{2p}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial f_{3p}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_{3p}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial f_{3p}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{3p}}{\partial |V_{m+1}|} & \frac{\partial f_{3p}}{\partial |V_{m+2}|} & \dots & \frac{\partial f_{3p}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_{np}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_{np}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial f_{np}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{np}}{\partial |V_{m+1}|} & \frac{\partial f_{np}}{\partial |V_{m+2}|} & \dots & \frac{\partial f_{np}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial f_{(m+1)q}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_{(m+1)q}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial f_{(m+1)q}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{(m+1)q}}{\partial |V_{m+1}|} & \frac{\partial f_{(m+1)q}}{\partial |V_{m+2}|} & \dots & \frac{\partial f_{(m+1)q}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial f_{(m+2)q}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_{(m+2)q}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial f_{(m+2)q}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{(m+2)q}}{\partial |V_{m+1}|} & \frac{\partial f_{(m+2)q}}{\partial |V_{m+2}|} & \dots & \frac{\partial f_{(m+2)q}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_{nq}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial f_{nq}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial f_{nq}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{nq}}{\partial |V_{m+1}|} & \frac{\partial f_{nq}}{\partial |V_{m+2}|} & \dots & \frac{\partial f_{nq}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta |V_{m+1}| \\ \Delta |V_{m+2}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n| \end{bmatrix} \quad (II.43)$$

D'autre part, on peut réécrire l'équation (II.43) d'une manière itérative et compacte comme suit :

$$\begin{bmatrix} [\Delta P^{k'}] \\ [\Delta Q^{k'}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1^{k'} & J_2^{k'} \\ J_3^{k'} & J_4^{k'} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \delta^{k'}] \\ [\Delta |V|^{k'}] \end{bmatrix} \quad (II.44)$$

Tel que la matrice jacobienne :

$$[J] = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} & \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} & \frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} \end{bmatrix}; \begin{matrix} i = 2: n \text{ pour } P \text{ et } i = m + 1: n \text{ pour } Q \\ k = 2: n \text{ pour } \delta \text{ et } k = m + 1: n \text{ pour } V \end{matrix} \quad (II.45)$$

Pour l'obtention des éléments de la matrice jacobienne il suffit de calculer les dérivés $\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k}$, $\frac{\partial P_i}{\partial |V_k|}$, $\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k}$ et $\frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|}$ indiqués dans l'équation (II.45).

Pour les éléments diagonaux ($i=k$) :

$$J_1(i, i) = -Q_i - B_{ii} |V_i|^2 \quad (II.46)$$

$$J_2(i, i) = \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_j| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (II.47)$$

$$J_3(i, i) = P_i - G_{ii} |V_i|^2 \quad (II.48)$$

$$J_4(i, i) = \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_j| (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (II.49)$$

Pour les éléments non diagonaux ($i \neq k$) :

$$J_1(i, k) = |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (II.50)$$

$$J_2(i, k) = |V_i| (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (II.51)$$

$$J_3(i, k) = -|V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (II.52)$$

$$J_4(i, k) = |V_i| (G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (II.53)$$

Le processus itératif pour traiter un problème d'écoulement de puissance selon la méthode de Newton-Raphson est illustré dans l'organigramme de la figure (II.8) suivante [34]:

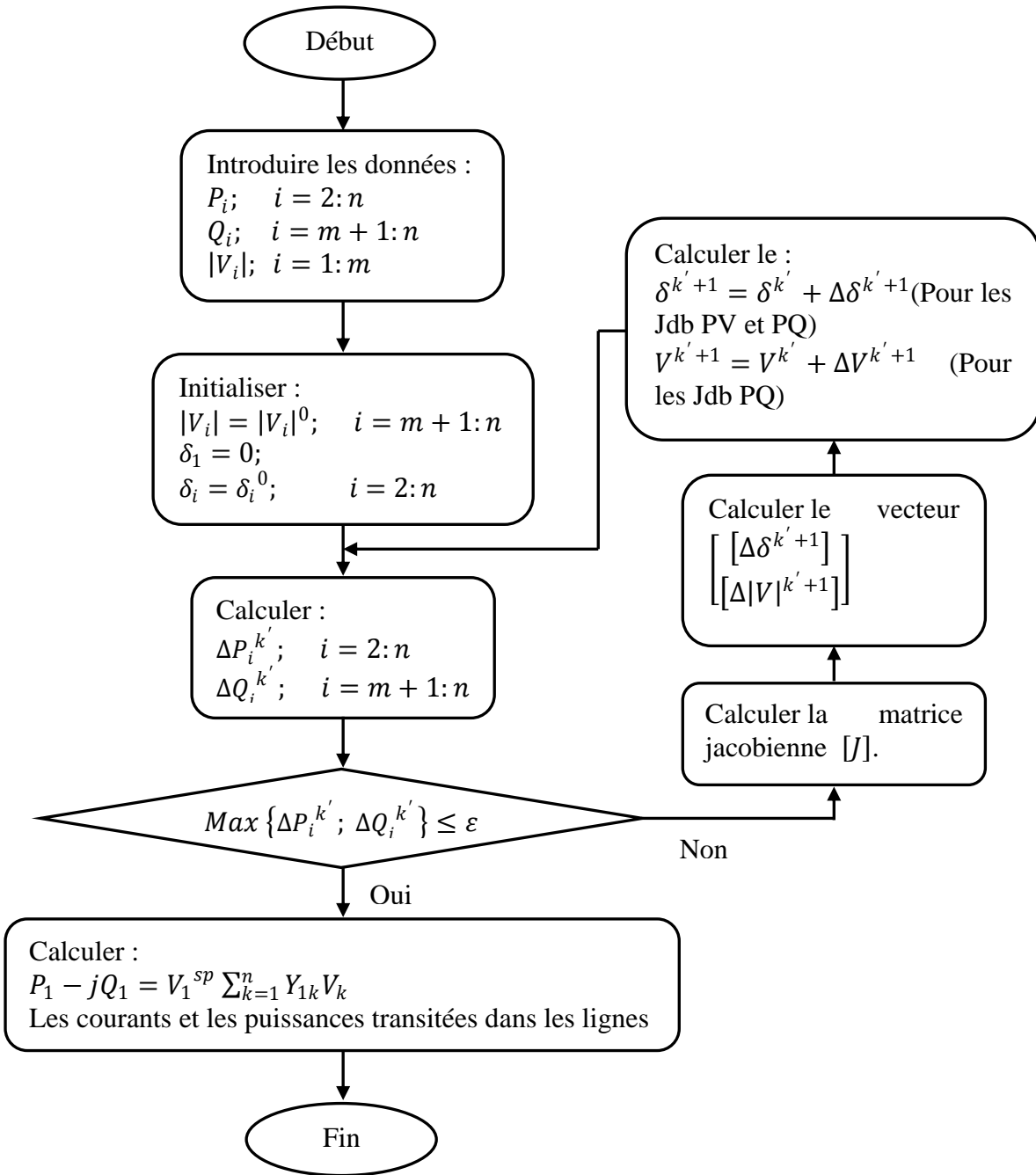


Figure II.8. Organigramme du processus itératif de la méthode de Newton-Raphson.

II.7.4. Méthode d'écoulement de puissance découplée rapide

Dans la plupart des systèmes électriques, il est observé souvent que les sous-matrices J_2 et J_3 de la matrice jacobienne sont approximativement négligeables par rapport aux sous-matrices J_1 et J_4 . Donc, on peut réécrire l'équation (II.44) comme suit:

$$\begin{bmatrix} [\Delta P^{k'}] \\ [\Delta Q^{k'}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1^{k'} & 0 \\ 0 & J_4^{k'} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \delta^{k'}] \\ [\Delta |V|^{k'}] \end{bmatrix} \quad (II.54)$$

De cette équation on voit clairement que $[\Delta P^{k'}]$ n'est fonction que de $[\Delta \delta^{k'}]$ et $[\Delta Q^{k'}]$ n'est fonction que de $[\Delta |V|^{k'}]$, donc on dit qu'il y a un découplage $[P\delta]$ et $[QV]$.

En plus de la mise à zéro des matrices J_2 et J_3 , cette méthode repose sur les hypothèses simplificatrices suivantes [33]:

- $\cos \delta_{ik} \approx 1$;
- $\sin \delta_{ik} \approx 0$;
- $G_{ik} \sin \delta_{ik} \ll B_{ik}$;
- $Q_i \ll B_{ii} V_i^2$ dont B_{ii} est la somme des susceptances de tous les éléments incidents au noeud i .

Il est noter que ces simplifications ne sont pas considérés dans les systèmes électriques très chargés ou ceux qui ont un niveau de tension plus faible.

En tenant compte de ces approximations, J_1 et J_4 devient comme suit :

$$\begin{cases} J_1(i, i) = J_4(i, i) = -|V_i|^2 B_{ii} \\ J_1(i, k) = J_4(i, k) = -j|V_i||V_k| B_{ik} \end{cases} \quad (II.55)$$

Une autre simplification est considérée en supposant que $|V_i| = |V_k| \approx 1$, on aura donc :

$$\begin{cases} J_1(i, k) = -B_{ik}; \quad i = 2:n \text{ et } k = 1:n \\ J_4(i, k) = -jB_{ik}; \quad i = m+1:n \text{ et } k = m+1:n \end{cases} \quad (II.56)$$

De cette équation il parait claire que les éléments de la matrice jacobienne sont constants ce qui permet de ne pas les calculer dans chaque itération et par conséquent le temps de calcul devient plus réduit ce qui explique l'appellation de cette méthode en terme de rapidité [28].

Finalement l'équation (II.54) prendre son formule simplifiée suivante :

$$\begin{cases} [\Delta P^{k'}] = B' [\Delta \delta^{k'}] \\ [\Delta Q^{k'}] = B'' [\Delta |V|^{k'}] \end{cases} \quad (II.57)$$

Tel que :

$$\begin{cases} B_{ik}' = -B_{ik}; \quad i = 2:n \text{ et } k = 1:n \\ B_{ik}'' = -B_{ik}; \quad i = m+1:n \text{ et } k = m+1:n \end{cases} \quad (II.58)$$

II. 8. Conclusion

Dans ce second chapitre, on s'est intéressé à la présentation:

- ⊗ Du concept précis du terme "écoulement de puissance" ;
- ⊗ De la modélisation mathématique des différents éléments d'un réseau électrique ;
- ⊗ Des différents types de jeux de barres et les caractéristiques de chaque type ;
- ⊗ De la classification des problèmes d'écoulement de puissance en termes de solvabilité des systèmes d'équations (cas bien conditionné, cas mal conditionné, cas du point de bifurcation et le cas insoluble) ;
- ⊗ De la formulation du problème d'écoulement de puissance et les différentes équations qui le régissent ;
- ⊗ De la classification des variables des équations de l'écoulement de puissance (variables de perturbation, variables de contrôle (de commande) et les variables d'état) ;
- ⊗ Des différentes Méthodes numériques de résolution du problème d'écoulement de puissance (Méthode de Newton-Raphson, Méthode découplée rapide,...etc.).

Dans le chapitre suivant, on va présenter en détail les différents types des systèmes FACTS et leurs caractéristiques afin d'envisager leurs applications pour l'amélioration de l'écoulement de puissance.

Chapitre III

Dispositifs des systèmes flexibles de transmission à CA

Chapitre III : Dispositifs des systèmes flexibles de transmission à CA

III.1. Introduction

Au début de l'ère de l'interconnexion des réseaux électriques et de l'augmentation rapide du nombre des charges dans le monde, les systèmes électriques deviennent de jour en jour plus complexes et difficiles à exploiter à proximité de ses capacités [2] [14] [35]. Par conséquent, le recours à l'expérience et à l'observation de l'opérateur est devenu non pratique et ne conduit pas au bon fonctionnement des systèmes d'énergie [2].

Aujourd'hui, les réseaux électriques autour du monde souffrent de nombreux problèmes, tels que l'effondrement de la tension et la forte augmentation des pertes totales [2] [14]. Il est de forte probabilité que l'instabilité de la tension puisse se produire si le système électrique est fortement chargé ou en cas de manque d'énergie réactive dans une zone locale du réseau électrique [14] [36].

De ce fait, en 1988 l'institut de recherche en énergie électrique EPRI « Electric Power Research Institute » a lancé le projet FACTS aux états unis qui vise à rendre l'écoulement des puissances dans les réseaux électriques plus flexibles [37]. Le système FACTS qui est l'abréviation en anglais de « Flexible Alternating Current Transmission System » est l'une des meilleures solutions pour résoudre le problème de l'effondrement de tension et minimiser les pertes dans les lignes et par conséquent l'amélioration de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques grâce à sa compensation fournie.

D'autre part, afin de contrôler avec efficacité les différentes grandeurs électriques (puissance active et réactive, tension des jeux de barres, angle de phase, etc.), les dispositifs FACTS utilisent des technologies d'électronique de puissance moderne telle que GTO et IGBT.

III.2. Concept et rôle du système FACTS

Selon l'institut d'ingénieurs en électricité et en électronique IEEE :

« Les systèmes de transmission en courant alternatif incorporant des contrôleurs à 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 » [38].

D'autre part, la flexibilité de transmission de l'énergie électrique est due de l'aptitude de ces dispositifs FACTS à l'accommodation aux changements du système énergétique et aux conditions de fonctionnement en maintenant l'état stable.

Les systèmes FACTS sont généralement installés soit dans les réseaux de transport soit dans les réseaux de distribution (D-FACTS) dont lesquelles trois types de connexions de ces dispositifs sont possible : en série, en parallèle et en hybride (série-parallèle) [37] [39] [40].

Les systèmes FACTS joue un rôle très important dans les différents réseaux électriques et ils offrent un tas de bénéfices parmi lesquelles [41]:

- ♣ Un contrôle adéquat de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques afin de satisfaire la demande de la charge ;
- ♣ Augmentation de la capacité de transport des lignes électriques ;
- ♣ Amélioration de la stabilité dynamique ;
- ♣ Réduction des pertes actives ;
- ♣ Compensation de l'énergie réactive ;
- ♣ Amortir des oscillations de puissance grâce à leurs vitesses de commande élevée ;
- ♣ Amélioration du profil de tension en injectant de la puissance réactive si la tension est très faible (la charge est élevée) ou en l'absorbent si la tension est élevée (la charge est très basse) [42].

III.3. Classification des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS peuvent être classés en trois modes principales :

III.3.1. En mode de technologie utilisée

Jusqu'à ce jour, trois catégories de FACTS sont distingués selon les éléments de puissances et la technologie des semi-conducteurs utilisés [42]:

III.3.1.1. A base de thyristors classiques

Les thyristors classiques sont utilisé pour enclencher ou déclencher des composantes électroniques dans les dispositifs FACTS afin de fournir ou d'absorber de la puissance réactive.

III.3.1.2. A base des semi-conducteurs avancés

Dans cette catégorie, les FACTS utilisent des semi-conducteurs commandables pour former des convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans les zones du réseau électrique où ils sont installés.

III.3.1.3. A base des composantes hybrides

Cette catégorie de FACTS utilise des composants électroniques hybrides et qui est adaptée à chaque cas [43].

III.3.2. En mode de couplage

Il existe trois familles de dispositifs FACTS selon ce mode :

III.3.2.1. Dispositifs série

Ces dispositifs sont insérés en série avec les lignes de transmission.

III.3.2.2. Dispositifs parallèle

Les dispositifs parallèles (dites aussi les dispositifs shunts) sont insérés parallèlement avec les réseaux électriques de transport ou de distribution.

III.3.2.3. Dispositifs série-parallèle

Ces dispositifs combinés (dits aussi hybrides) sont connectés simultanément en série et en parallèle avec les réseaux électriques.

III.3.3. En mode de commutation

Dans ce mode, les dispositifs FACTS jouent le rôle d'interrupteurs très rapides où on peut distinguer :

III.3.3.1. Les diodes

Ici toutes les commutations sont spontanées.

III.3.3.2. Les thyristors



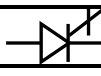



Dans cette famille de dispositifs FACTS, tous les thyristors sont commandables uniquement à l'amorçage.

III.3.3.3. Les éléments auto-commutés

Ces éléments sont soit des transistors soit des thyristors avec capacité d'extinction.

Le tableau III.1 suivant présente les caractéristiques techniques de certains éléments semi-conducteurs :

Tableau III.1. Caractéristiques techniques des semi-conducteurs auto-commutés [42].

Composant	Tension	Courant	Commutation	Symbole
Diode	5 kV	5 kA	Spontanées	
Thyristor	8 kV	4 kA	Amorçage contrôlé	
GTO/GCT	6 kV	6 kA	2 kHz	
BJT	1 kV	400 A	5 kHz	
MOSFET	500 V	200 A	1 MHz	
IGBT	3.3 kV	1.2 kA	100 kHz	

III.4. Présentation sommaire des dispositifs FACTS

Dans cette section, nous nous bornerons à présenter les différents dispositifs FACTS selon le mode de couplage dont il existe trois familles comme suit :

III.4.1. Dispositifs FACTS série

Dans cette famille, les dispositifs FACTS sont insérés en série avec le réseau électrique. Ces compensateurs jouent le rôle d'une impédance variable qui peut être inductive ou capacitive insérés en série avec la ligne électrique afin de modifier l'impédance de celle-ci [42] [44] [45].

III.4.1.1. Compensateur série contrôlé par thyristors (TCSC)

Le TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator) est un dispositif composé d'une inductance commandée par deux thyristors montés en tête-bêche (inductance en série avec un gradateur à thyristors) et le tout est en parallèle avec un condensateur comme montré dans la figure (III.1) [45]. Ce dispositif se caractérise par son grande flexibilité dans la modification de l'impédance des lignes électriques [46].

L'impédance du TCSC X_{TCSC} est donc :

- ☞ $X_{TCSC} = X_C$ Si les deux thyristors ne sont pas en service (conduction nulle) ;
- ☞ X_{TCSC} est fonction de l'angle d'amorçage α des deux thyristors s'ils sont en conduction partielle ($90^\circ < \alpha < 180^\circ$) ;
- ☞ $X_{TCSC} = l'$ équivalence de $(X_C // X_l)$ si les deux thyristors sont en pleine conduction ($\alpha = 90^\circ$).

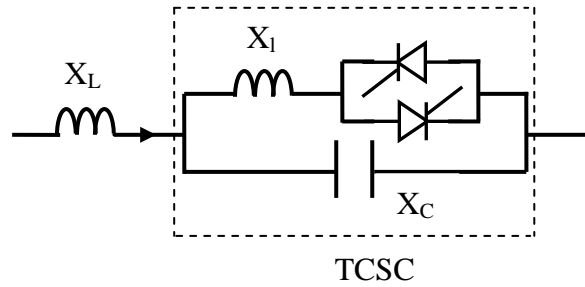


Figure III.1. Structure du TCSC inséré dans une ligne électrique [45] [47].

III.4.1.2. Condensateur série commuté par thyristors (TSSC)

Le TSSC est l'abréviation en anglais de (Thyristor Switched Series Capacitor). Ce dispositif est considéré comme un compensateur à réactance capacitive composé d'un banc de condensateurs montés en série et chacune des capacités étant shunté par un gradateur à thyristors (deux thyristors montés en tête-bêche) pour fournir la commande du banc [38].

La différence principale entre ce dispositif et le TCSC est que l'angle d'amorçage du TSSC soit 90° soit 180° [48]. La structure de base du TSSC est illustrée dans la figure (III.2) suivante :

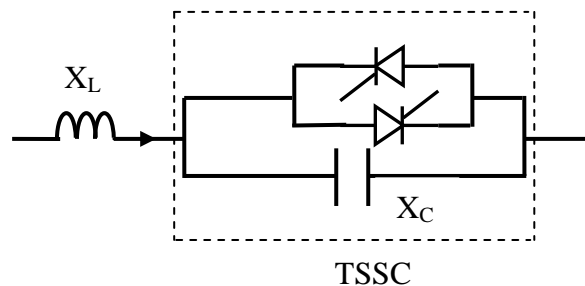


Figure III.2. Structure du TSSC inséré dans une ligne électrique [49].

III.4.1.3. Inductance série contrôlé par thyristors (TCSR)

Le TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor) est un dispositif composé d'une inductance commandée par deux thyristors montés en tête-bêche (inductance en série avec un gradateur à thyristors) et le tout est en parallèle avec une autre inductance comme montré dans la figure (III.3)

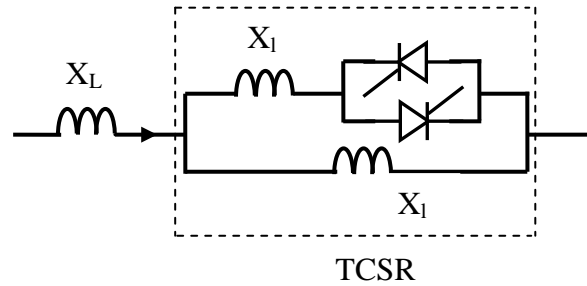


Figure III.3. Structure du TCSR inséré dans une ligne électrique.

III.4.1.4. Condensateur série commuté par thyristors (TSSR)

La seule différence qui caractérise le TSSR (Thyristor Switched Series Reactor) par rapport au TCSR est que l'angle d'amorçage soit de 90° soit de 180° . Le TSSR est utilisé habituellement pour limiter le courant des arcs électriques.

III.4.1.5. Condensateur série commandé par thyristors GTO (GCSC)

Le GCSC (GTO thyristor- Controlled Series Capacitor) a été proposé par Karady et d'autres en 1992. Il est constitué d'un condensateur fixe en parallèle avec une valve à thyristors GTO antiparallèle comme montré dans la figure (III.4) suivante [3]:

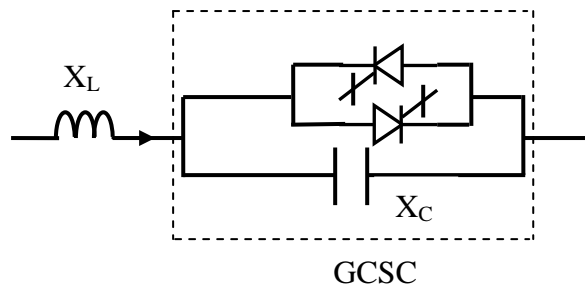


Figure III.4. Structure du GCSC inséré dans une ligne électrique [3].

III.4.1.6. Compensateur série synchrone statique (SSSC)

Le compensateur série synchrone statique SSSC (Static Synchronous Series Compensator) a été proposé en 1989 par L. Gyugyi [50] [51]. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique par l'intermédiaire d'un transformateur comme illustré dans la figure (III.5). Le principe de ce compensateur est d'introduire une tension triphasée inductive ou capacitive à la même fréquence du réseau où il est installé. Cette tension est en quadrature avec le courant de la ligne et son amplitude est proportionnelle à la compensation désirée [48].

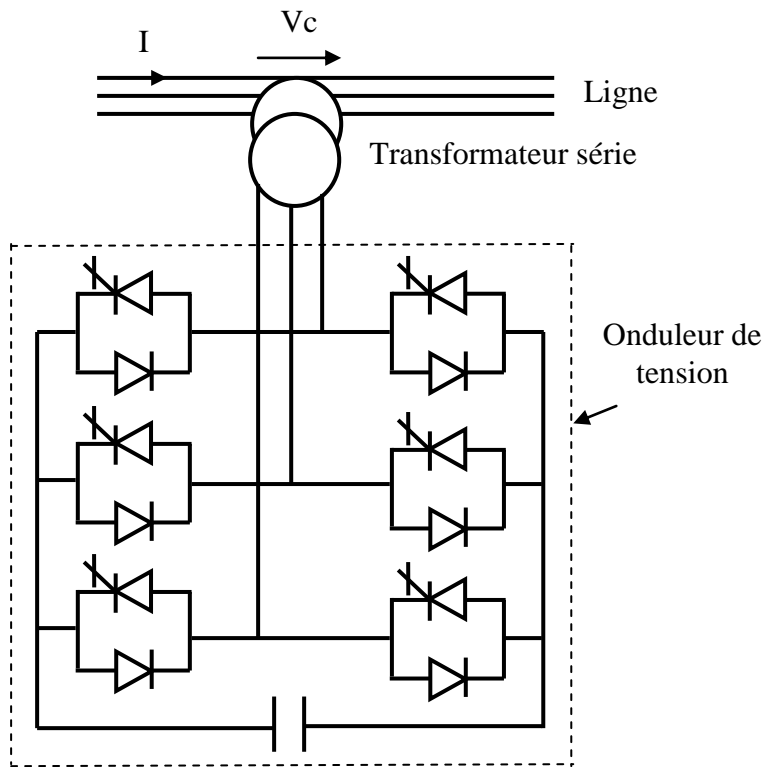


Figure III.5. Structure de base d'un SSSC branché en série avec la ligne.

L'avantage principal de ce compensateur est qu'il n'insère aucun condensateur en série avec la ligne électrique où il est installé ce qui évite de l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau. D'autre part, parmi les inconvénients de ce dispositif [42]:

- ♣ Sa commande est considérée plus complexe par rapport aux autres dispositifs séries ;
- ♣ Son cout est élevé par rapport aux autres FACTS série. Cela est dû principalement au transformateur à haute tension utilisé dans ce dispositif.

III.4.2. Dispositifs FACTS shunt (parallèle)

Les dispositifs de ce type de FACTS sont connectés en parallèle avec le réseau électrique. Ils sont généralement utilisés pour l'augmentation de la puissance transmissible dans le réseau ainsi que la régulation de la tension en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive [42] [52].

Les applications principales de ce type des FACTS dans les trois catégories des réseaux (de transport, de distribution et industriels) sont [53]:

- ✧ L'augmentation de la puissance transmissible dans les réseaux électriques ;
- ✧ Amélioration de la stabilité statique ou transitoire ;
- ✧ Réglage du niveau de la puissance réactive dans le réseau ;

- * Réduction des pertes dans le réseau ;
- * Régulation de la tension au niveau des jeux de barres ;
- * Amélioration de la qualité d'énergie, notamment en cas de fluctuations importantes de la demande, telles que les machines industrielles, les installations de fusion de métaux, les systèmes ferroviaires ou les systèmes de métro.

III.4.2.1. Inductance commandée par thyristors (TCR)

Le TCR (Thyristor Controlled Reactor) est un compensateur shunt qui ajuste la réactance inductive équivalente de la ligne de transmission en contrôlant l'angle de phase. Il est constitué d'une bobine d'inductance fixe en série avec un gradateur à thyristors montés en tête-bêche comme montré dans la figure (III.6) [54]; Ces thyristors conduisent alternativement sur une demi-période et les harmoniques existantes peuvent être réduites ou supprimées par l'insertion en parallèle de plusieurs TCR contrôlés individuellement [42].

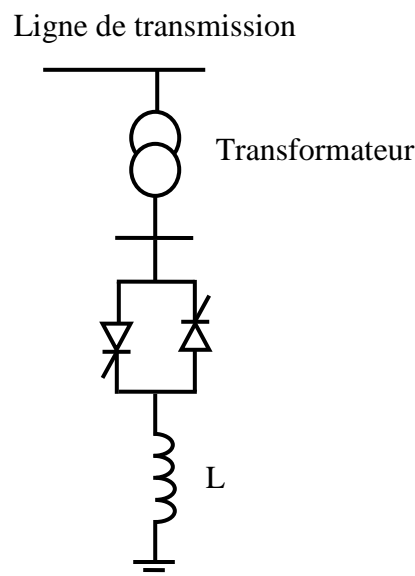


Figure III.6. Structure de base du TCR inséré dans une ligne de transmission [54].

III.4.2.2. Inductance commutée par thyristors (TSR)

Le TSR (Thyristor Switched Reactor) est un dispositif FACTS similaire à l'inductance commandée par thyristors (TCR) tel que l'angle d'allumage des deux thyristors est fixé habituellement à 90° ; de ce fait il n'y a que deux cas de fonctionnement : lorsque les deux thyristors sont enclenchés (en pleine conduction) le courant absorbé par le TSR (I_L) est proportionnel à la tension appliquée, et lorsque les deux thyristors sont déclenchés le courant

sera nul tout en respectant les valeurs maximales du courant et de tension. La figure (III.7) ci-dessous montre la zone de fonctionnement du TSR ainsi que du TCR [37] [42].

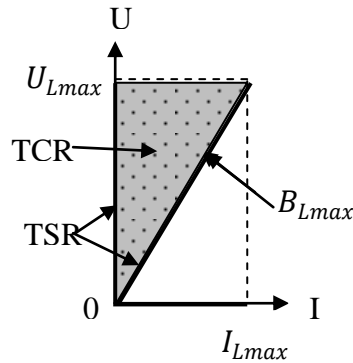
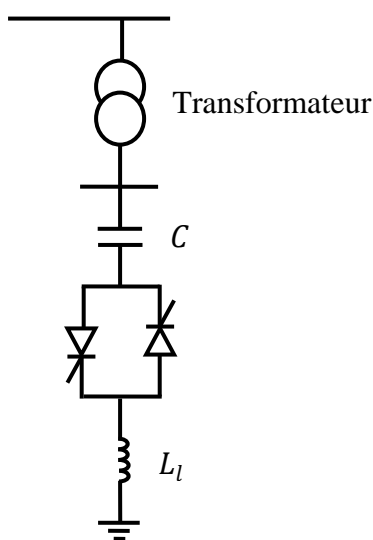


Figure III.7. Zone de fonctionnement du TSR et du TCR [42].

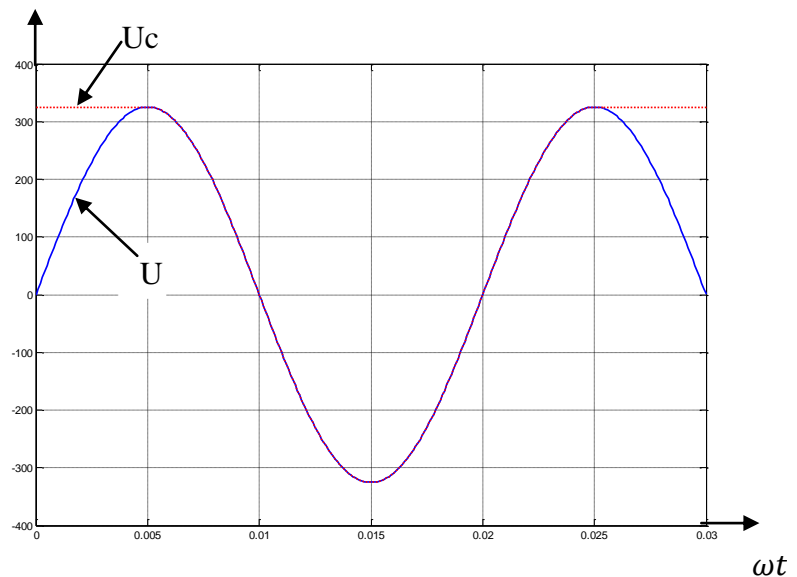
III.4.2.3. Condensateur commuté par thyristors (TSC)

Comme il est montré dans la figure (III.8), la structure principale du TSC (Thyristor Switched Capacitor) est composée d'un condensateur fixe en série avec deux thyristors montés en tête-bêche, en plus d'une bobine d'atténuation qui sert à diminuer le courant en cas de fonctionnement anormal. Pour éviter les courants excessifs, les instants de commutation des thyristors sont choisis d'une manière que la tension à ses bornes soit minimale, c.à.d. que l'enclenchement est réalisé lorsque la tension du condensateur et la tension instantanée du réseau soit égales [42] [55].

Ligne de transmission



(a)



(b)

Figure III.8. a) Structure de base du TSC inséré dans une ligne de transmission, b) Tension du condensateur et tension instantanée du réseau [42] [54].

III.4.2.4. Résistance de freinage contrôlée par thyristors (TCBR)

La structure de base d'une résistance de freinage contrôlée par thyristors TCBR (Thyristor Controlled Braking Resistor) est constituée d'une résistance fixe en série avec deux thyristors montés en tête-bêche. Ce dispositif est généralement utilisé pour [42]:

- ✧ Amortir les oscillations basse fréquence ;
- ✧ Aider à la stabilisation des réseaux électriques ;
- ✧ Minimiser l'accélération des unités de production lors d'une perturbation dans le système électrique.

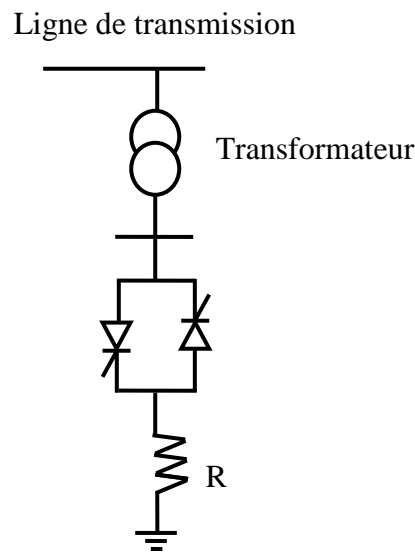


Figure III.9. Structure de base du TCBR inséré dans une ligne de transmission.

III.4.2.5. Compensateur statique de puissance réactive (SVC)

Le compensateur statique de puissance réactive SVC (Static Var Compensator) est un compensateur très répandu dans le monde, utilisé habituellement pour l'ajustement de la puissance réactive de manière continue, dans des plages limitées et par conséquent réguler la tension et amener le système vers un facteur de puissance unitaire [56] [57].

Les SVC ont été appliqués pour la première fois aux États-Unis dans les années 1970, bien avant de la formulation du concept FACTS. Le premier SVC commercial a été installé en 1972 pour un four à arc électrique, et au niveau de la transmission, la première application était le projet « EPRI- Minnesota Power & Light and Westinghouse », lancé en 1978, dans lequel les SVC permettaient une augmentation de la puissance de 25% le long de la ligne où ils étaient installés [53] [58].

Une installation SVC consiste les blocs de constructions suivantes [53]:

- ❶ **Vanne à thyristors** : est le bloc le plus important dans l'installation pour assurer la contrôlabilité du système ;
- ❷ **Inductances à noyau d'air et condensateurs AC à haute tension** : sont les éléments de puissance réactive utilisés conjointement avec les vannes à thyristor ;
- ❸ **Transformateur de connexion** : La connexion de cet équipement à la ligne de transmission est réalisée via un transformateur de puissance.

La figure (III.10) montre une installation complète d'un SVC qui contient ces trois blocs de constructions. Les vannes à thyristors ainsi que les systèmes auxiliaires sont situés à l'intérieur d'une cabine de l'SVC, tandis que les inductances à noyau d'air et les condensateurs, ainsi que le transformateur de puissance, sont situés à l'extérieur.

En effet, plusieurs configurations différentes de l'SVC sont possibles dont la plupart sont des combinaisons d'inductance commandée/commutée par thyristors (TCR/TSR), de condensateur commuté par thyristors (TSC) et de condensateurs fixes ou d'inductance fixe (Voir la figure III.11) [53].

D'autre part, dans les dernières années les installations SVC sont attendues d'augmenter encore, notamment en présence de la pénétration croissante des sources d'énergie renouvelables RES (Renewable Energy Sources). Le développement de ces équipements a abouti à l'installation des SVCs déplaçables (RSVC) (Relocatable SVCs) dans certaines sous-stations d'Afrique du Sud et du Royaume-Uni [59]. De cette manière, il est possible d'exploiter pleinement le potentiel de ces dispositifs pour s'adapter aux besoins changeants dans le système de puissance. À cette fin, les installations SVC besoin d'être compact afin de rendre la relocalisation possible dans un délai de 3 à 6 mois. Il est évalué que la relocalisation peut survenir jusqu'à cinq fois au cours de la durée de vie de 40 ans d'un RSVC [58].

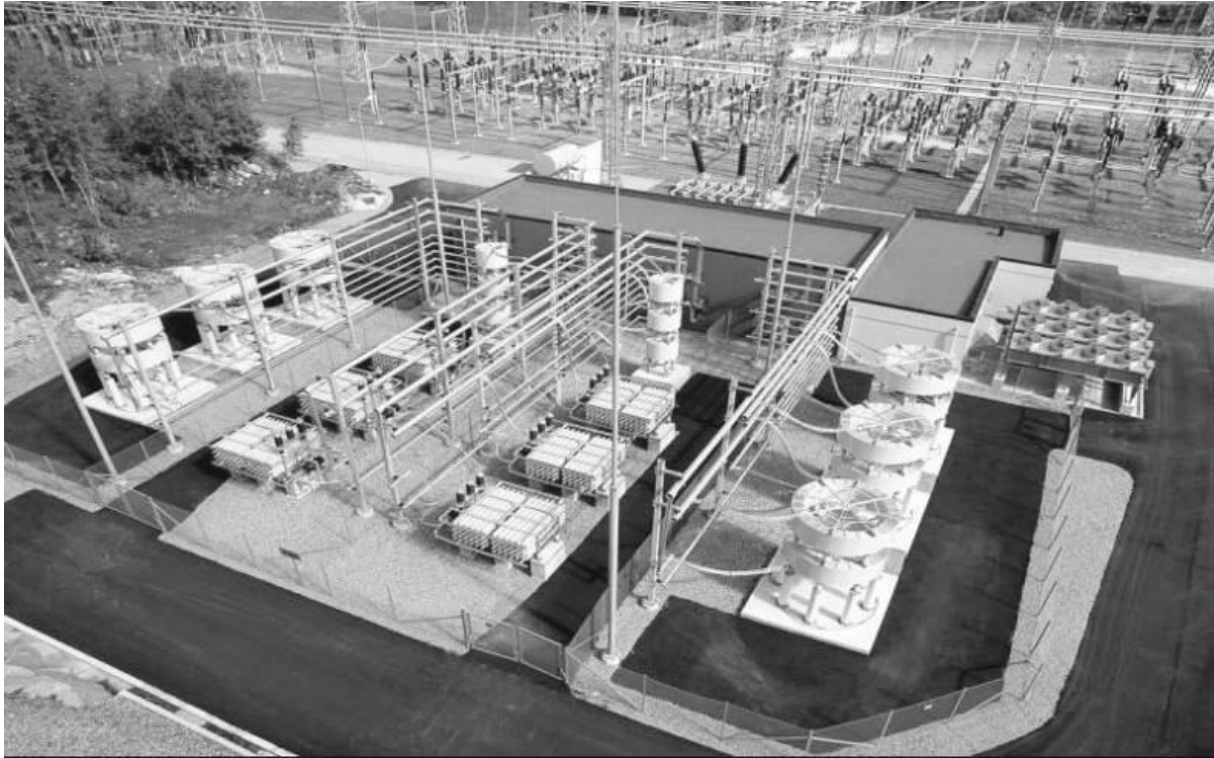


Figure III.10. Vue générale d'une installation complète d'un SVC [53].

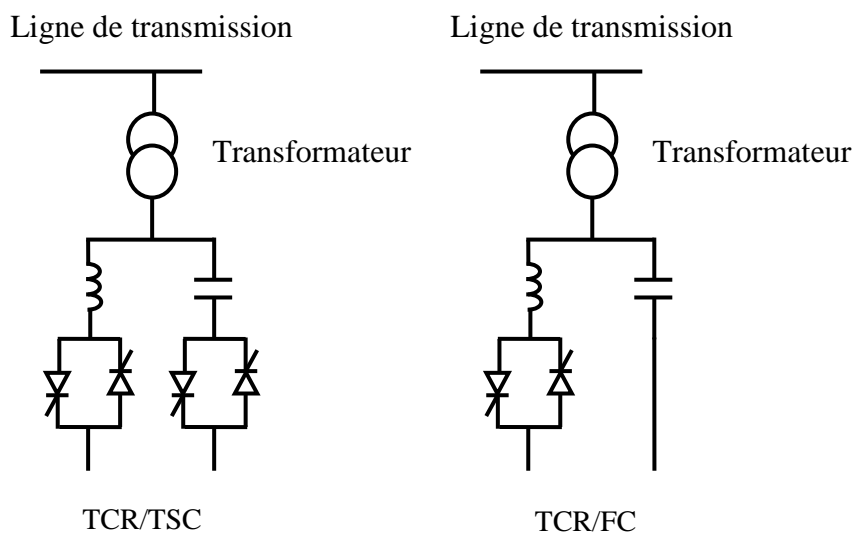


Figure III.11. Différente configurations de l'SVC.

III.4.2.6. Compensateur statique synchrone (STATCOM)

Le compensateur synchrone statique STATCOM (STATIC COMPensator) est appelé aussi condensateur statique STATCON (STATIC CONDenser) ou bien SSC (Static Synchronous Compensator) et parfois SVC avancé ASVC (Advanced SVC). Est un dispositif de compensation de puissance réactive connecté en shunt aux systèmes de transmission et de

distribution, capable de générer et / ou d'absorber de la puissance réactive. Au lieu des inductances contrôlables et des condensateurs commutés utilisés dans le compensateur statique SVC, la constitution de base du dispositif STATCOM est basée sur un convertisseur à commutation à semi-conducteurs capable de générer ou d'absorber de la puissance active et réactive contrôlable de manière indépendante à ses bornes de sortie. Le premier STATCOM au monde a été mis en service au Japon en 1991 [60].

Parmi les avantages du STATCOM par rapport au SVC [61]:

- ✓ Le STATCOM a un temps de réponse plus court que celui de l'SVC ;
- ✓ Une installation STATCOM n'exige pas beaucoup d'espace en raison d'élimination des éléments passifs volumineux tel que les inductances au contraire d'une installation SVC ;
- ✓ Le STATCOM peut être interfacé avec plusieurs types de sources d'énergie tels que : batteries de condensateurs, piles à combustibles, SMES ou modules PV ;
- ✓ Le STATCOM a une performance plus élevée par rapport au SVC.

Le STATCOM peut être modélisé par une source de tension dont l'amplitude est variable. De ce fait, il injecte de la puissance réactive au point où il est connecté dans le réseau électrique si son amplitude de tension est supérieur à la tension du réseau; Ce mode de fonctionnement est appelé "Mode surexcité" où le STATCOM se comporte comme un condensateur variable. En revanche, lorsque l'amplitude de tension du STATCOM est inférieur à l'amplitude de tension du réseau le STATCOM dans ce cas absorbe de la puissance réactive; Ce mode de fonctionnement est appelé "Mode sous-excité" où le STATCOM se comporte comme une inductance variable [54]. Le schéma de base d'un STATCOM connecté à la ligne électrique est illustré dans la figure (III. 12).

Le tableau III.2 récapitule le niveau d'aptitude du STATCOM à effectué les différents services dans un réseau électrique.

Le tableau III.3 présente des plus importants projets d'installations STATCOM et leurs caractéristiques représentatives.

La figure (III.13) illustre une installation STATCOM au niveau de la transmission dans le cadre d'une sous-station.

Tableau III.2. Niveau d'aptitude du STATCOM à effectuer les différents services [54].

Service effectué par STATCOM	Performance		
	Excellente	Bonne	Limitée
Compensation de la puissance réactive	✓		
Compensation de la puissance active			✓
Régulation de tension	✓		
Amélioration de la stabilité de la tension	✓		
Amélioration de l'état d'équilibre		✓	
Amélioration de la stabilité transitoire		✓	
Amélioration de la stabilité dynamique		✓	
Contrôle de flux de puissance			✓
Amortissement des oscillations de puissance		✓	
Amélioration de la qualité de puissance		✓	
Augmentation de la capacité de la ligne de transmission		✓	

Tableau III.3. Projets d'installations STATCOM et leurs caractéristiques représentatives [62] [63] [64] [65].

STATCOM installé	Pays	Année	Application	Taille (MVar)	Onduleurs
Kita Osaka	Japon	1991	stabilité de la tension et stabilité dynamique	±20	Thyristors
Rejsby Hede	Danemark	1997	stabilité dynamique	±8	IGBT
Eagle Pass / Piedras Negras (Réseaux interconnectés)	Etats-Unis/ Mexique	1999	Lien asynchrone	±36	GTO
Marcy	Etats-Unis	2001	Augmenter la capacité de transmission	±200	IGBT

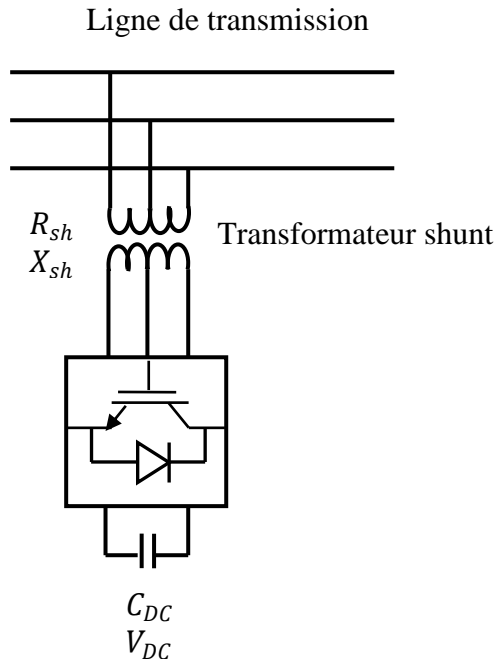


Figure III. 12. Structure de base d'un STATCOM inséré dans une ligne de transmission.

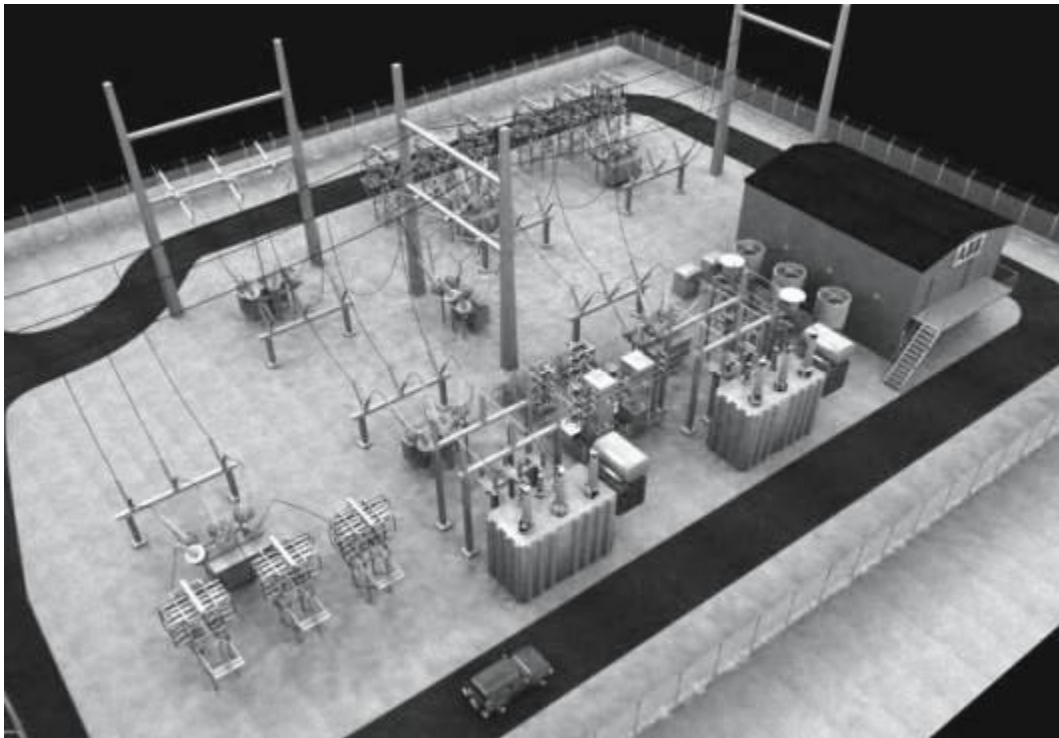


Figure III. 13. Vue générale d'une installation complète d'un STATCOM [53].

III.4.3. Dispositifs FACTS hybrides (série-parallèle)

Les deux types de dispositifs FACTS série et parallèle ne peut que contrôler un parmi les trois paramètres (tension, impédance et angle). Cependant, la combinaison de ces deux types de FACTS offre la possibilité de contrôler simultanément les trois paramètres précédents. Ce

nouveau type est souvent appelé « Dispositifs FACTS hybride », dite aussi « Dispositifs série-parallèle », ou bien « Dispositifs combinés » [42].

III.4.3.1. Transformateur déphaseur contrôlé par thyristors (TCPST)

Le dispositif TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer) est généralement utilisé pour le contrôle de l'écoulement de puissance active dans les réseaux électriques par l'insertion d'une tension en quadrature avec la tension nodale. De ce fait, ce dispositif a l'aptitude d'augmenter la capacité de transit des puissances sans créer de nouvelles lignes de transport ou de la production d'énergie car celles-ci demandent beaucoup d'argent et de temps [66] [67] [68].

L'angle entre la tension de départ et la tension de réception d'une ligne de transmission peut être réglé à l'aide du TCPST [66]. Donc, Il peut être modélisé comme un déphaseur idéal avec une impédance série égale à zéro. La structure de base de ce dispositif est illustrée dans la figure (III.14) ci-dessous.

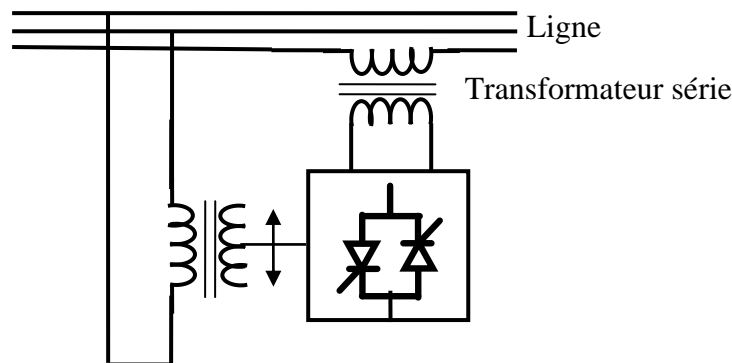


Figure III.14. Structure de base du TCPST inséré dans une ligne électrique [55].

III.4.3.2. Régulateur de phase contrôlé par thyristors (TCPAR)

Le régulateur TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) est considéré comme un transformateur déphaseur à base de thyristors, créé afin de remplacer les déphaseurs à transformateurs à réglage en charge LTC (Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Ce dispositif contient deux transformateurs : l'un en série avec la ligne électrique et l'autre en parallèle. Le principe de fonctionnement de ce régulateur est qu'il modifie la phase de la tension nodale d'un jeu de barre d'un angle α , ce qui influe directement sur l'angle de transport δ de la ligne électrique qui prendra une nouvelle valeur ($\delta \pm \alpha$). L'amplitude de tension insérée par ce régulateur est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle avec les rapports de transformations : n_1, n_2 et n_3 . Ce dispositif a

l'avantage de ne pas produire les harmoniques en raison de ses thyristors qui sont commandés en pleine conduction [42].

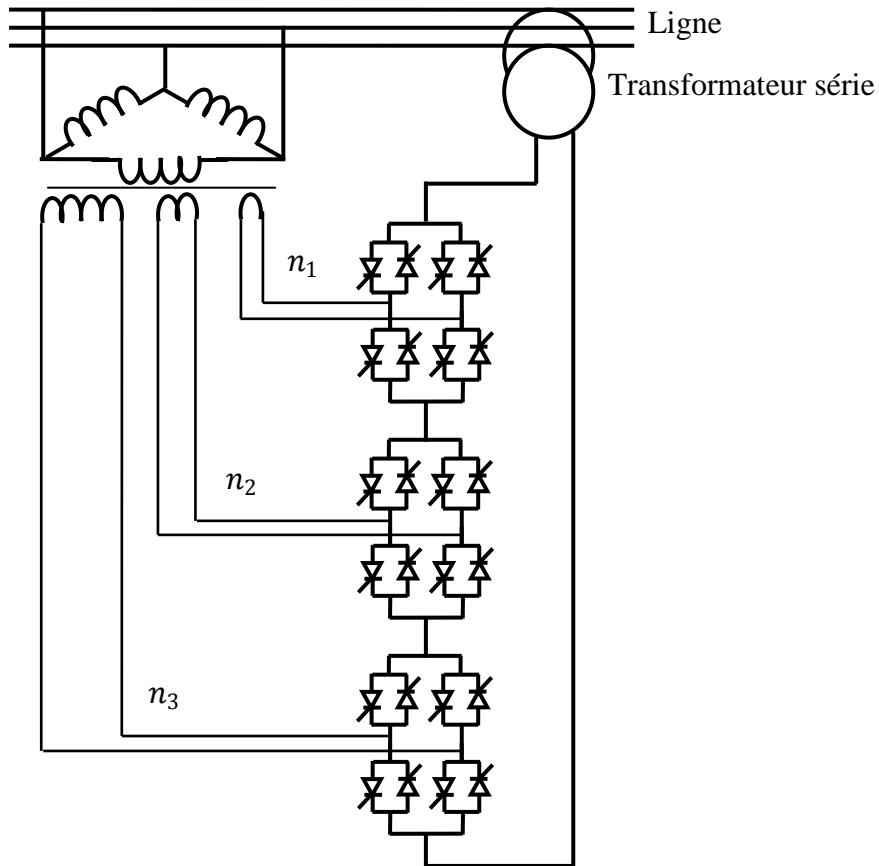


Figure III.15. Structure de base du TCPAR inséré dans une ligne électrique.

III.4.3.3. Régulateur de tension contrôlé par thyristors (TCVR)

Le régulateur de tension TCVR (Thyristor Controlled Voltage Regulator) insère en série une tension en phase avec la tension nodale d'un jeu de barre pour modifier son amplitude et ce qui permet par conséquent de modifier le transit de la puissance réactive dans les lignes électriques [69] [70]. La structure de base d'un TCVR est illustrée dans la figure (III.16) ci-dessous, dont les interrupteurs à thyristor sont utilisés pour contrôler la tension injectée.

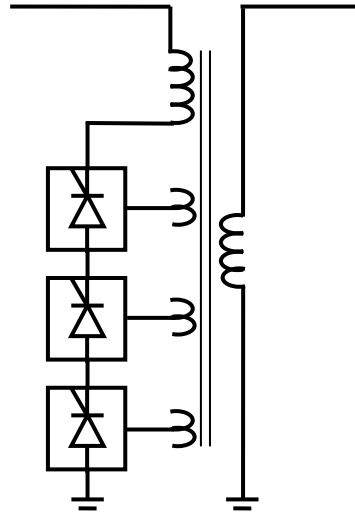


Figure III.16. Structure de base du TCVR.

III.4.3.4. Contrôleur de flux de puissance entre lignes (IPFC)

Le contrôleur de flux de puissance entre lignes IPFC (Interline Power Flow Controller) est un dispositif FACTS combiné d'un certain nombre de compensateur série synchrone statique SSSC dont leurs condensateurs DC sont couplés dans une liaison à courant continu commune, comme illustré dans la figure (III.17). Ce dispositif est utilisé dans les systèmes de puissance en lignes multiples, tel que chaque SSSC fournit sa compensation en série à une ligne différente. Le rôle principale de l'IPFC est de transférer de la puissance active entre les lignes électriques compensés afin d'égaliser le transit des puissances dans les lignes électrique ou bien pour le déchargement d'une ligne surchargée vers une autre moins ou non surchargée [42] [48] [71].

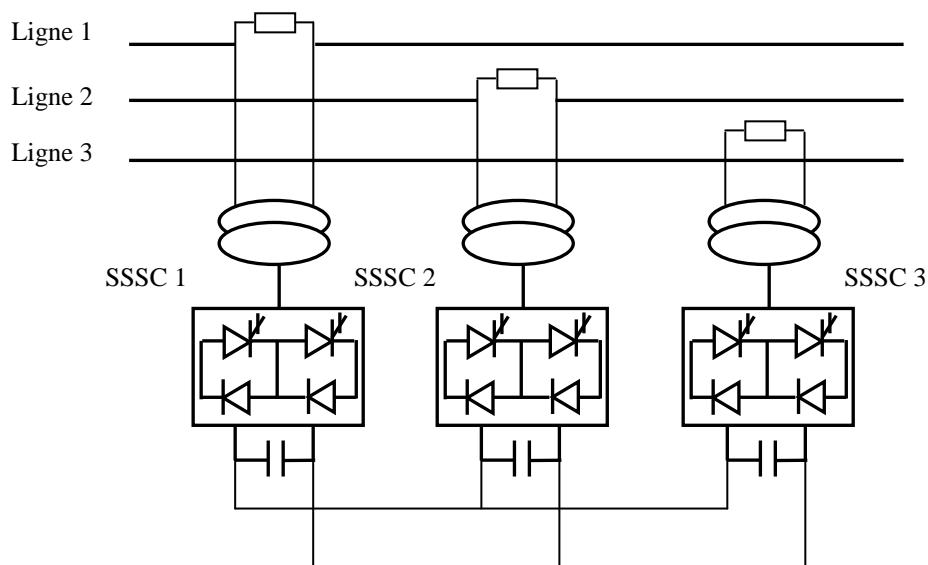


Figure III.17. Structure de base d'un IPFC connecté dans un réseau électrique.

III.4.3.5. Contrôleur de flux de puissance unifié (UPFC)

L'UPFC (Unified Power Flow Controller) est la combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC reliés entre eux par une liaison DC formé par un condensateur. Ce dispositif a été proposé par Laszlo Gyugyi, et est considéré comme le contrôleur FACTS le plus polyvalent en termes de contrôle des différents paramètres régissant le transit des puissances dans les lignes de transmission (tension, phase et impédance) [60] [72].

La partie shunt de l'UPFC (STATCOM) est pour rôle de prélever la puissance active et par la suite la délivrer à la partie série (SSSC) qui à son tour génère une tension contrôlée simultanément en amplitude et en phase et l'insérer dans la ligne électrique. D'autre part, la partie shunt peut générer de la puissance réactive d'une façon indépendante du transit de la puissance active ainsi que le contrôle de la tension du jeu de barre où il est branché [42]. Grâce à ses excellentes propriétés offertes par la combinaison entre STATCOM et SSSC, l'UPFC peut facilement remplacer le rôle de plusieurs types de dispositifs FACTS ; il est utilisé particulièrement pour :

- ⊙ Le contrôle de la puissance active et réactive ;
- ⊙ Le réglage de la tension ;
- ⊙ L'amortissement des oscillations des puissances ;
- ⊙ L'amélioration de la stabilité ;
- ⊙ La minimisation des courants de court circuit.

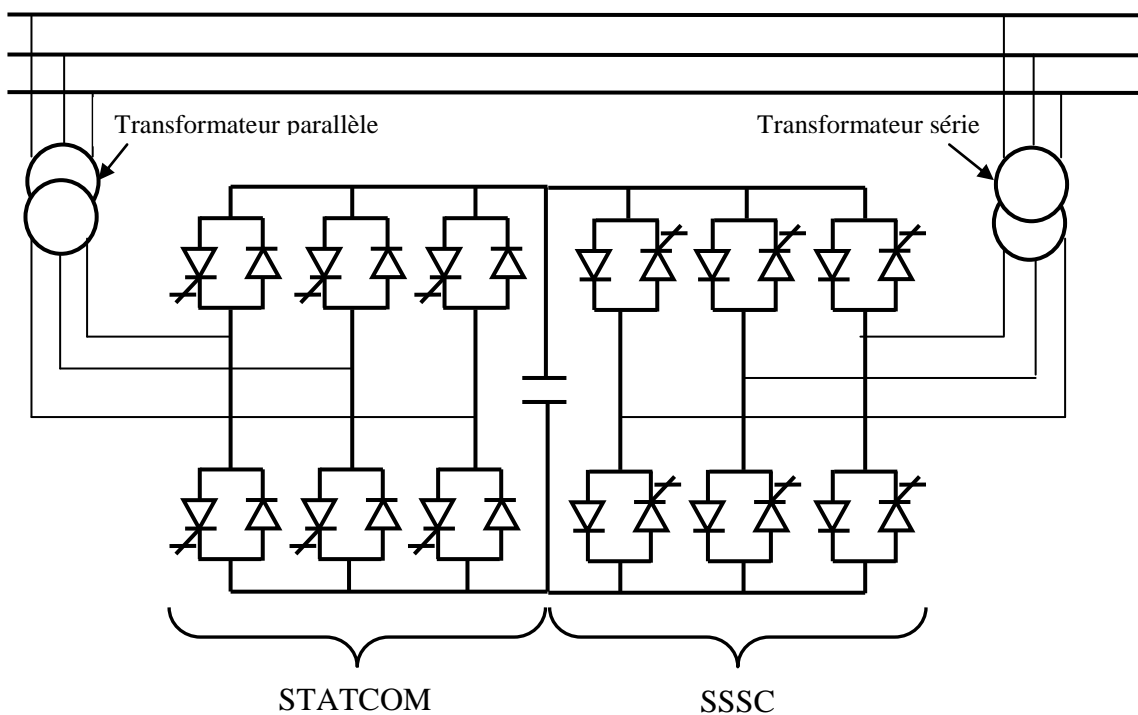


Figure III.18. Structure de base d'un UPFC inséré dans une ligne électrique.

III.4.3.6. Contrôleur dynamique de flux de puissance (DPFC)

Le DPFC (Distributed Power-Flow Controller) est un dispositif FACTS dérivé du contrôleur de flux de puissance unifié (UPFC) sans liaison CC commune. Ce dispositif est une combinaison entre les dispositifs FACTS classiques et les D-FACTS. Le DPFC comprend un seul convertisseur shunt et plusieurs convertisseurs en série [73] [74] [75] [76].

Le convertisseur shunt est similaire à un STATCOM, tandis que le convertisseur série utilise le concept D-FACTS, qui consiste à utiliser plusieurs convertisseurs monophasés au lieu d'un seul convertisseur de grande taille [74] [75] [76]. Chaque convertisseur dans le DPFC est indépendant et possède son propre condensateur à courant continu pour fournir la tension continue requise. La configuration du DPFC illustrée dans la figure (III.19) indique que outre les composants clés, à savoir les convertisseurs shunt et série, le DPFC requiert également un filtre passe-haut qui est connecté en shunt dans l'autre côté de la ligne de transmission et deux transformateurs ($Y-\Delta$) à chaque côté de la ligne [74].

L'échange de la puissance active entre les convertisseurs shunt et série, via la liaison CC commune dans l'UPFC, s'effectue désormais dans le DPFC via les lignes de transmission à la fréquence du troisième harmonique [73] [74] [75] [76].

Le DPFC offre plusieurs avantages par rapport à l'UPFC tels que [73] [74] [75] [76]:

- ⊙ Identiquement à l'UPFC, le DPFC est capable de contrôler tous les paramètres du système, tels que l'impédance de la ligne et l'angle de puissance sans liaison CC ;
- ⊙ Le grand nombre de convertisseurs en série assure la redondance, ce qui offre une fiabilité accrue du système (La défaillance d'un dispositif n'entraînera pas à l'arrêt complet du système) ;
- ⊙ Comme les convertisseurs du DPFC étant monophasés, aucune isolation haute tension n'est requise entre les phases. Et par conséquent, le coût du système DPFC est inférieur à celui de l'UPFC.

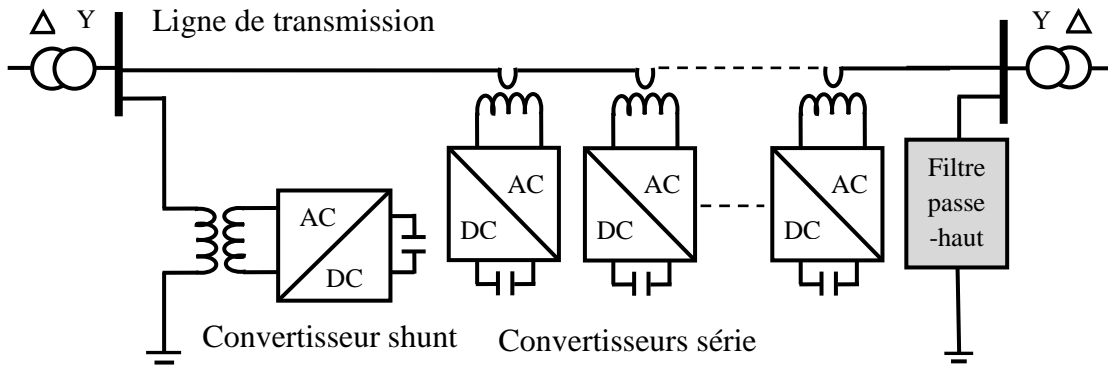


Figure III.19. Structure de base du DPFC inséré dans une ligne de transmission.

III.5. Coût d'installation des dispositifs FACTS

La décision d'installer un dispositif FACTS dans un système de puissance n'est pas reposé uniquement sur ses avantages techniques. Le critère économique est un engagement nécessaire dans toute étude d'installation des FACTS dans un réseau électrique. Dans l'étude d'évaluation des bénéfices donnés par un dispositif FACTS, le critère prise généralement doit répondre à l'exigence suivante: "l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation" [42].

Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs suivants:

- ♣ Niveau des performances requises ;
- ♣ La puissance de l'installation ;
- ♣ Niveau de tension du système de puissance ;
- ♣ Technologie du semi-conducteur utilisé (thyristors classiques, thyristors GTO, IGBT): les dispositifs à base de thyristors classiques sont moins coûteux que ceux à base de thyristors GTO ou à l'IGBT ;
- ♣ L'achat du terrain :
 - L'espace requis par une installation FACTS (une installation STATCOM exige moins d'espace par rapport à une installation SVC) ;
 - L'emplacement approprié de l'installation peut aussi influe sur le cout du terrain.

Les coûts d'investissement des dispositifs FACTS sont représentés par la fonction quadratique suivante [77]:

$$C_i = \alpha S_i^2 + \beta S_i + \gamma \quad (III.1)$$

Tel que :

C_i Est le coût de l'investissement du dispositif FACTS i en \$/KVar.

α, β et γ Sont des coefficients constants.

S_i Est la marge de fonctionnement du dispositif FACTS i en MVar.

Sur la base de données du constructeur Allemand SIEMENS, les fonctions de coût des dispositifs: SVC, TCSC et UPFC sont données par les équations suivantes [78]:

$$C_{SVC} = 0.0003S_{SVC}^2 - 0.3051S_{SVC} + 127.38 \quad (III.2)$$

$$C_{TCSC} = 0.0015S_{TCSC}^2 - 0.713S_{TCSC} + 153.75 \quad (III.3)$$

$$C_{UPFC} = 0.0003S_{UPFC}^2 - 0.2691S_{UPFC} + 188.2 \quad (III.4)$$

III.6. Application 1 : Test de système de contrôle d'un SSSC et d'un SVC dans une tranche du réseau algérien (comparaison entre SSSC et SVC)

Cette première application représente une étude comparative entre le système de contrôle des deux dispositifs FACTS ; le SSSC et le SVC dans une tranche du réseau algérien. L'application proposée est implémentée dans la plateforme Matlab/Simulink pour les trois cas : sans FACTS, avec SSSC et avec SVC.

III.6.1. Modélisation et système de contrôle de l'SSSC

La figure (III.20) représente le schéma équivalent de l'SSSC, consiste une source de tension en série avec l'impédance de la ligne et du transformateur de couplage.

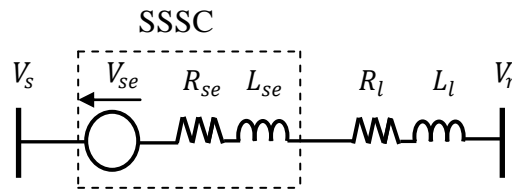


Figure III.20. Schéma équivalent de l'SSSC connecté entre deux jeux de barres [48].

A partir de cette figure, la relation entre les courants et les tensions de chaque phase du côté alternatif dans le repère (dq) peut être donnée par :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{se_d} \\ I_{se_q} \end{bmatrix} = \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_{sd} - V_{r_d} - V_{sed} \\ V_{sq} - V_{r_q} - V_{seq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{-R}{L} & \omega \\ -\omega & \frac{-R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{se_d} \\ I_{se_q} \end{bmatrix} \quad (III.5)$$

Tel que : $R = R_{se} + R_l$ et $L = L_{se} + L_l$

R_{se} et L_{se} Sont la résistance représentant les pertes des interrupteurs de l'onduleur et du transformateur de couplage, et l'inductance du transformateur série respectivement.

R_l et L_l Sont la résistance et l'inductance de la ligne respectivement.

Les valeurs de référence des courants sont donnés par:

$$\begin{cases} I_{se_d}^* = \frac{2}{3} \frac{P_r^*}{V_{r_d}} \\ I_{se_q}^* = \frac{2}{3} \frac{Q_r^*}{V_{r_d}} \end{cases} \quad (III.6)$$

Les gains proportionnel et intégral sont données par:

$$\begin{cases} K_i = K_p * \frac{R}{L} \\ K_p = \frac{1}{T_{se_BF}} \end{cases} \quad (III.7)$$

Tel que :

T_{se_BF} Est la constante de temps en boucle fermée. (Aussi appelé TCCL).

Le schéma global du système de contrôle de l'SSSC basé sur la méthode « Watt var découplée » utilisé dans la simulation est illustré dans la figure suivante:

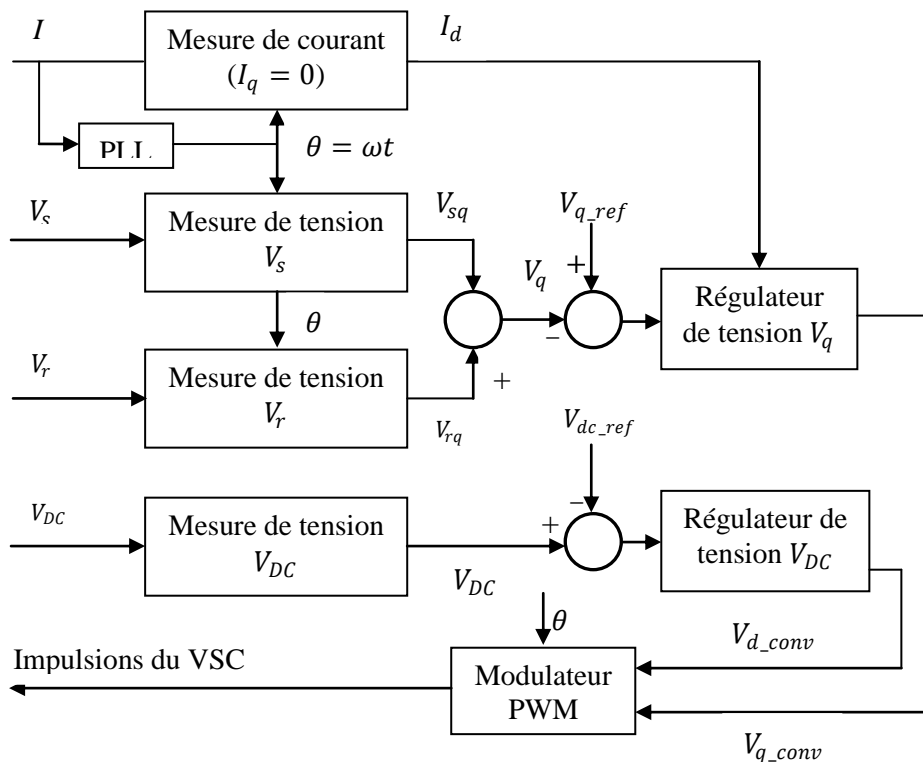


Figure III.21. Système de contrôle de l'SSSC.

L'SSSC est commandé en forts puissances, ceci est la raison pour laquelle la commande MLI est choisie. Pour la régulation de la tension continue, la puissance échangée avec le condensateur peut être exprimée par l'équation suivante:

$$P_{dc} = P_{se} = \frac{1}{2} c \frac{dU_{dc}^2}{dt} \Rightarrow \frac{dU_{dc}^2}{dt} = \frac{2P_{se}}{c} \quad (III.8)$$

Comme il est montré dans la figure (III.22), pour obtenir le signal P_{se} on a choisi le régulateur proportionnel intégral (PI) puisqu'il est souvent préférable.

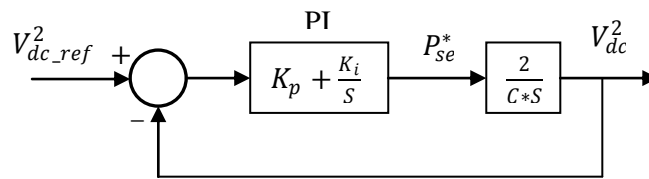


Figure III.22. Régulation de la tension continue de l'SSSC.

III.6.2. Modélisation et système de contrôle de l'SVC

La figure (III.23(a)) représente le schéma équivalent de l'SVC représenté par une susceptance shunt variable B_{svc} , connecté en parallèle au réseau. Les thyristors ne sont pas en conduction lorsque $\alpha = 180^\circ$, et mis en service lorsque $\alpha = 90^\circ$. D'autre part, le schéma global du système de contrôle de l'SVC est illustré dans la figure (III.23(b)).

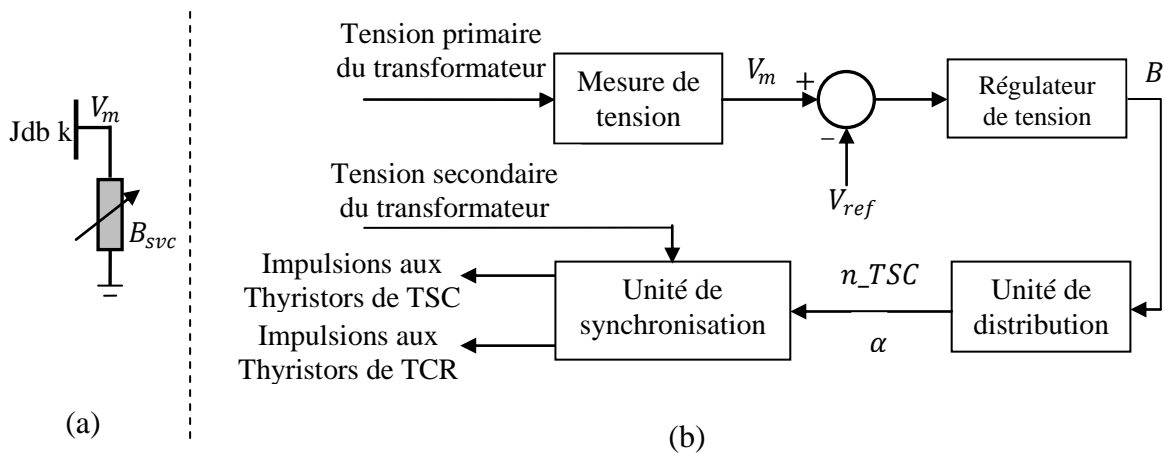


Figure III.23. (a) Schéma équivalent de l'SVC ; (b) Système de contrôle de l'SVC.

Le système de contrôle de l'SVC est composé des quatre (4) unités suivantes:

- ❶ **Unité de système de mesure :** Ce système mesure la tension à contrôler de séquence positive (la fondamentale de la tension primaire du transformateur). Le calcul du

fondamental de la tension et de la fréquence est achevé par la méthode de Fourier discret durant un cycle de fonctionnement.

- ② **Régulateur de tension** : basé sur l'erreur de tension (différence entre la tension mesurée V_m et la tension de référence V_{ref}) afin de déterminer la susceptance B_{svc} nécessaire pour maintenir la tension du système constante.

Le système a une constante de temps en boucle ouverte donnée par:

$$T_O = \frac{1}{X_S * K_p} \quad (III.9)$$

La constante de temps en boucle fermée est donnée par:

$$T_F \cong \frac{X_S}{(X_L + X_S)} * T_O \quad (III.10)$$

- ③ **Unité de distribution** : cette unité détermine les TSCs qui doivent être ON (en service) ou OFF (hors service), et calcule l'angle d'amorçage α du TCR. Le calcul de chaque angle de commutation convenable pour chaque valeur de B_{TCR} est effectué par l'intermédiaire d'une base de données (Look Up Table) générée à partir de l'équation suivante:

$$B_{TCR} = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)}{\pi} \quad (III.11)$$

- ④ **Unité de commutation** : est un système de synchronisation utilise une boucle fermée de phase (PLL) (Phase Locked Loop) synchronisé à la tension secondaire et un générateur d'impulsions qui envoie des impulsions appropriées aux thyristors.

III.6.3. Résultats de simulation et interprétation

La figure (III.24) ci-dessous représente une tranche du réseau algérien où on va installer chaque dispositif FACTS (SSSC et SVC) au point milieu de la ligne électrique 1-2 (à Ain Sefra).

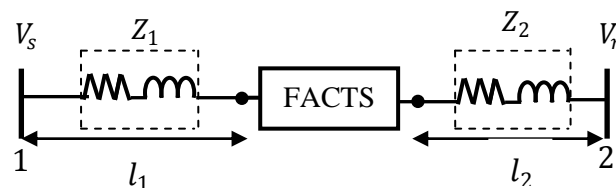


Figure III.24. Tranche étudiée du réseau algérien en présence de FACTS installé au point milieu.

La tranche du réseau test algérien (1-2), est représentée entre la station 1: jeu de barre 7 (Saida), et la station 2: jeu de barre 17 (Bechar) via le jeu de barre 15 (Ain Sefra), à une distance de 520 km, avec une tension de 220 Kv. Les paramètres de cette tranche, de l'SSSC et de l'SVC sont indiqués dans les tableaux (III.4) et (III.5) respectivement.

Tableau III.4. Paramètres de la tranche du réseau algérien étudiée.

Paramètre	Valeur
Longueur de la ligne l_1 (Km)	270
Longueur de la ligne l_2 (Km)	250
Section (mm^2)	411
V (Kv)	220
Z_1 (pu)	0.0464+j0.219
Z_2 (pu)	0.0525+j0.3849
f (Hz)	60

Tableau III.5. Paramètres de l'SSSC et de l'SVC.

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
C de TSC (pu)	0.094*2	L_{TSC} (H)	1.13e-3
L de TCR (pu)	-0.109	R_{TSC} (Ω)	4.26e-3
V_{svc} (Kv)	16	Z_{SSSC} (Ω)	2+j0.628
L_{TCR} (H)	18.7e-3	L_{SSSC} (H)	0.9
C du DC-link (pu)	0.5	V_{SSSC} (Kv)	20

Les variations dans les puissances actives et réactives de référence sont indiquées dans le tableau suivant :

Tableau III.6. Variation des puissances actives et réactives de référence.

Temps (sc)	0	0.5	1	1.5	2
P (pu)	0.7	0.95	0.8	0.81	
Q (pu)	0.2	0.2	0.35	0.35	

III.6.3.1. Résultats obtenus

Dans le cas (sans FACTS), la figure (III.25) montre les différentes variations dans la tension au niveau de jeu de barre de réception. Une chute de tension est observée dans l'intervalle [0-

0.5sc] provoquée par les puissances de références ($P = 0.7, Q = 0.2pu$). Ensuite, une petite augmentation de tension due aux références ($P = 0.95, Q = 0.2pu$). À l'instant ($t = 1s$), nous avons remarqué une chute de tension appréciable en raison des références ($P = 0.8, Q = 0.35pu$). Enfin, dans l'intervalle [1.5-2sc] une très faible variation dans la puissance active ($P = 0.81, Q = 0.35pu$) provoque une petite augmentation de tension.

Les courbes des résultats obtenues en présence de l'SSSC sont présentées dans les figures (III.26 – III.29), et celles en présence de l'SVC dans les figures (III.30 – III.36).

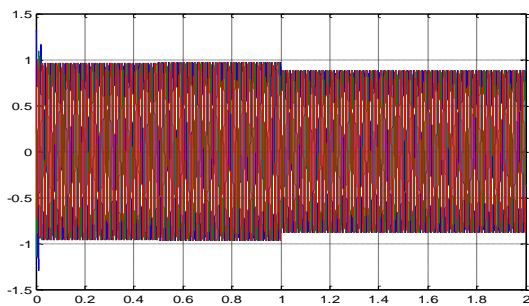


Figure III.25. Tension au jeu de barre de réception (non compensée).

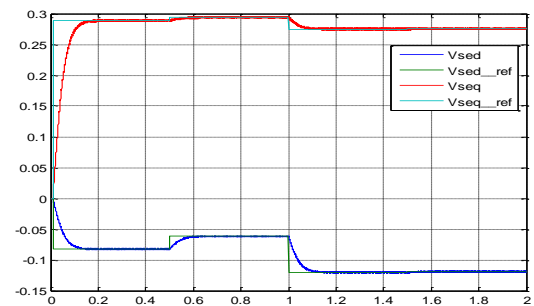


Figure III.26. Tension injectée par SSSC (V_{se_d} et V_{se_q}).

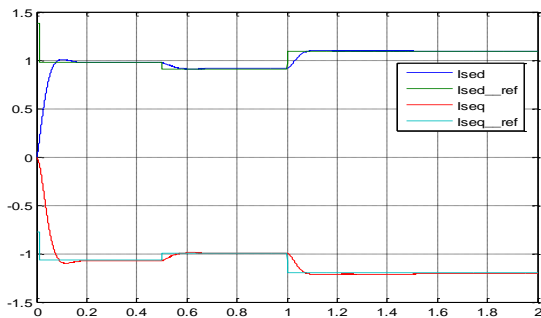


Figure III.27. Courants I_{se_d} et I_{se_q} injecté par SSSC.

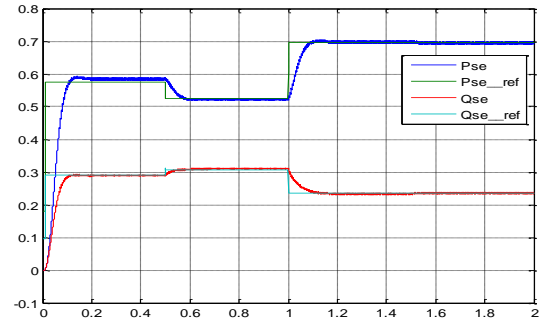


Figure III.28. Puissance active et réactive (P_{se} et Q_{se}) injectées par SSSC.

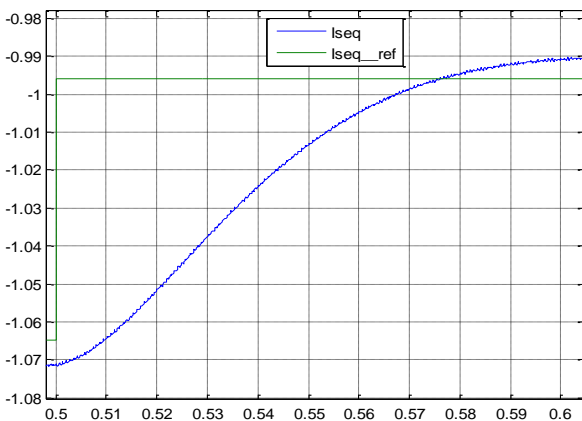


Figure III.29. Temps de réponse de l'SSSC (Zoom de la Fig. III.27 à l'intervalle [0.5-0.6sc]).

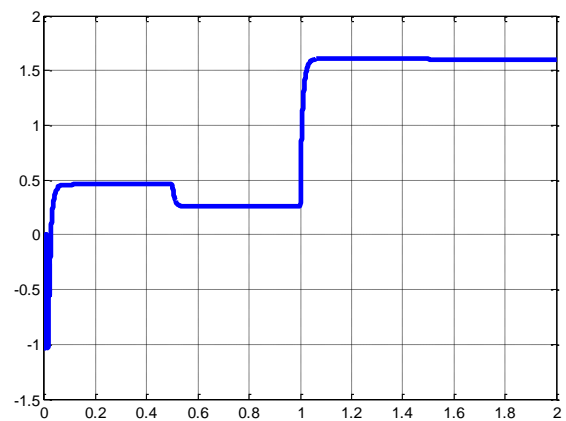


Figure III.30. Variation de la susceptance primaire (B_{svc}).

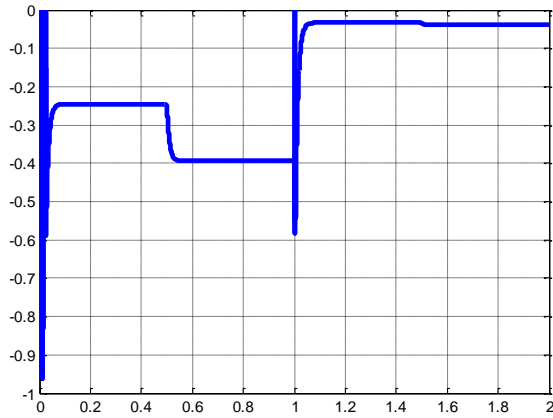


Figure III.31. Susceptance effective (B_{TCR})

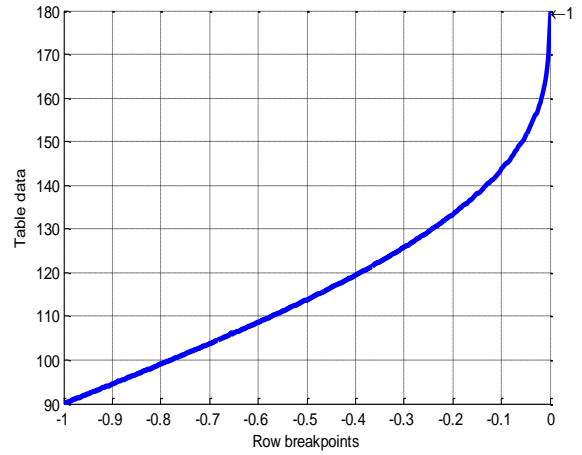


Figure III.32. Susceptance effective (B_{TCR}) en fonction de α fournie par « look up table ».

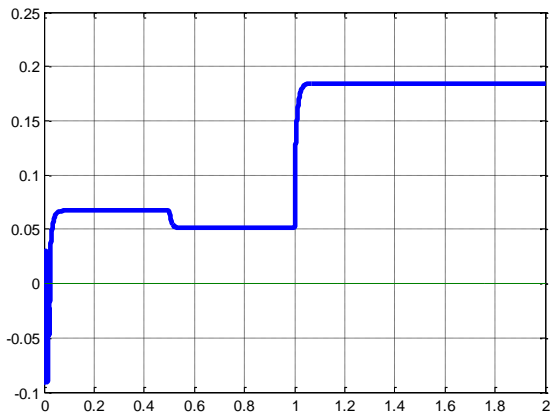


Figure III.33. Puissance réactive injectée par SVC (Q_{svc}).

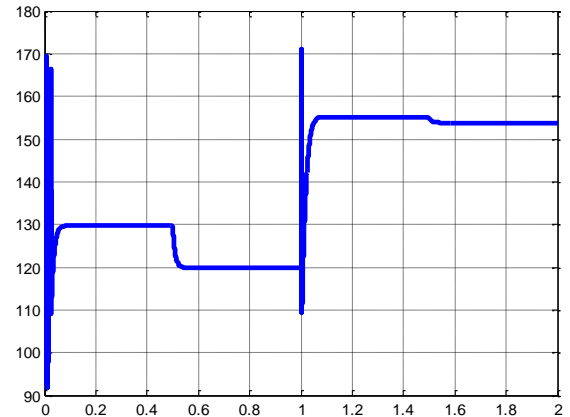


Figure III.34. Angle de commutation α de TCR.

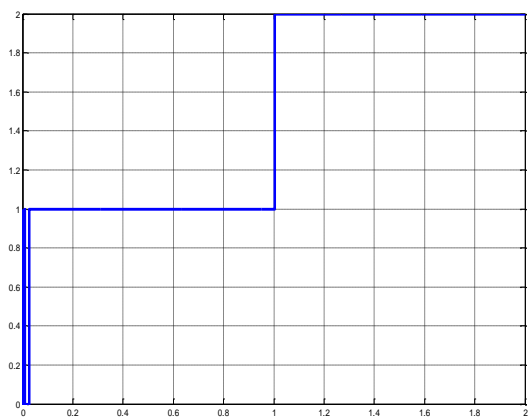


Figure III.35. Nombre de bancs (n) de TSC utilisés.

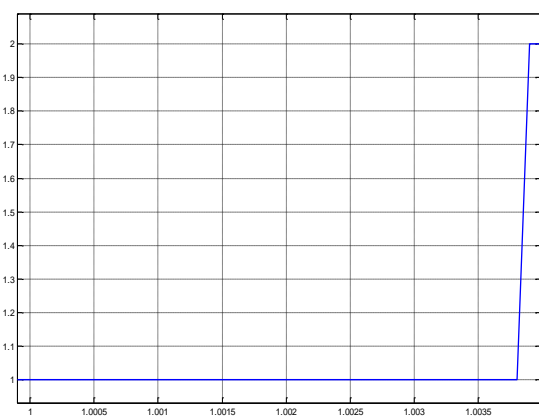


Figure III.36. Temps de réponse de l'SVC (Zoom de la Fig. III.35 à l'intervalle [1-1.03s]).

III.6.3.2. Interprétation des résultats

a) Variation de la puissance active seulement pour l'SSSC

Initialement, dans l'intervalle [0-0.5sc] les valeurs de référence sont: ($P = 0.7$, $Q = 0.2pu$). À l'instant ($t = 0.5sc$) la puissance active augmente pour atteindre la valeur $0.95pu$, alors que la puissance réactive reste au même niveau $0.2pu$; Les valeurs des deux composantes V_{se_d} et V_{se_q} injectés par SSSC dans cet intervalle augmentent comme il est montré dans la figure (III.26). La puissance active injectée P_{se} diminue dans cet intervalle de temps alors que la puissance réactive injectée Q_{se} augmente comme il est montré dans la figure (III.28).

b) Variation de la puissance active et réactive pour l'SSSC

Maintenant, dans l'intervalle [1-1.5sc], la puissance active et réactive varient au même temps ($P = 0.8$, $Q = 0.35pu$). Le convertisseur série (SSSC) fait diminuer les valeurs des composants V_{se_d} et V_{se_q} injectés comme illustré dans la figure (III.26). Nous avons également remarqué que la puissance active injectée P_{se} augmente dans cet intervalle, tandis que la puissance réactive injectée Q_{se} diminue (figure III.28).

c) Les puissances actives et réactives pour l'SSSC et l'SVC

Puisque on a une petite chute de tension dans l'intervalle de temps [0-0.5 sc], l'SVC injecte avec cette mesure une petite quantité de la puissance réactive Q_{svc} d'environ de ($0.0672pu$) pour augmenter la valeur de la tension du jeu de barre de réception au niveau souhaité. Dans le deuxième intervalle [0.5-1sc], on a une augmentation dans le niveau de tension, par conséquent, l'SVC diminue ce niveau critique par l'absorption d'un pourcentage de la puissance réactive à travers la bobine du TCR. À l'instant ($t = 1sc$), on a une diminution appréciable dans la tension ($0.95pu$), Le SVC commence pour la troisième fois d'injecter une quantité importante de la puissance réactive Q_{svc} ($0.185pu$) au réseau. Enfin, dans le dernier intervalle, il y a une très faible variation dans la tension (petite augmentation par rapport à l'intervalle précédent) et l'SVC sent cette variation. D'autre part, les courbes des deux puissances P_{se} et Q_{se} de l'SSSC illustrés dans la figure (III.28) suivent la relation suivante:

$$\begin{cases} P_{se} = \frac{3}{2}(V_{se_d}I_{se_d} + V_{se_q}I_{se_q}) \\ Q_{se} = \frac{3}{2}(V_{se_q}I_{se_d} - V_{se_d}I_{se_q}) \end{cases}$$

A travers la figure (III.28), il est noté que dans le dernier intervalle où on a une très petite variation dans la puissance active de ($0.01pu$) comparée à l'intervalle précédent, l'SSSC sent

cette variation, ce qui montre la grande sensibilité de ce dispositif pour les petites variations dans le réseau.

d) Susceptance primaire B_{svc}

En général, la courbe de la susceptance primaire de l'SVC (B_{svc}) a la même forme fondamentale que celle de la puissance réactive Q_{svc} (Figures III.30 et III.33). Lorsque l'SVC injecte de la puissance réactive, B_{svc} prend les valeurs (0.45 pu, 0.605 pu et 0.6 pu) aux intervalles: [0-0.5s], [1-1.5s], [1.5-2s] successivement, et quand l'SVC fait diminuer l'injection de la puissance réactive, B_{svc} prend une faible valeur de (0.26 pu) à l'intervalle [0.5-1s].

e) Evolution du courant I_{se}

De la figure (III.27), il apparait clairement que les deux composantes de courant (I_{se_d} et I_{se_q}) injectés par l'SSSC suivent scrupuleusement leurs références. Dans le premier intervalle, I_{se_d} est de l'ordre de (0.98pu) et I_{se_q} de (-1.065pu). Puis, selon le référence (P_{0.5}, Q_{0.5}), I_{se_d} diminue légèrement jusqu'à (0.92pu), et I_{se_q} augmente avec une valeur très faible (-0.99pu). Dans l'intervalle [1-1.5sc] I_{se_d} augmente avec une valeur importante jusqu'à (1.09 pu) tandis que I_{se_q} diminue jusqu'à (-1.2 pu). Ce comportement de l'SSSC dont les deux composantes I_{se_d} et I_{se_q} une fois augmentent et l'autre diminuent selon la variation des références montre la grande flexibilité de ce dispositif.

f) Nombre de bancs (n) de TSC

Il est clair que lorsque l'SVC injecte une petite quantité de puissance réactive (intervalle [0 0.5sc]), on remarque qu'un seul banc de TSC est en service comme il est montré dans la figure (III.35), et quand le compensateur fournit plus de réactif avec des valeurs appréciables (intervalle [1-2sc]), l'SVC utilise deux (02) bancs de TSC pour la fourniture de la puissance réactive nécessaire au réseau. En outre, il est à noter que le TCR fonctionne tous le temps et absorbe différents pourcentages de la puissance réactive en particulier dans l'intervalle [0.5-1sc] afin d'atteindre la valeur appropriée.

g) Angle d'amorçage (α) du TCR

Selon la figure (III.34), à l'intervalle [0-0.5s] un seul banc de TSC injecte de la puissance réactive tandis que le TCR absorbe très peu de réactif pour obtenir la faible valeur Q_{svc} souhaitée, ce qui explique l'angle d'amorçage de l'ordre de (130°). À l'intervalle [1-2s], deux

bancs de TSC sont en service et le TCR absorbe la quantité excessive avec un angle d'amorçage de $(155,2^\circ)$ à l'intervalle $[1-1.5sc]$ et $(153,8^\circ)$ à l'intervalle $[1.5-2sc]$. Lorsque le TCR absorbe une quantité importante de puissance réactive, (α) prend des petites valeurs près de 90° de l'ordre de (120°) à l'intervalle $[0,5-1sc]$.

h) Susceptance effective du TCR (B_{TCR})

Le calcul analytique de B_{TCR} en fonction de l'angle d'amorçage α en utilisant l'équation (III.11) nous donne le tableau suivant:

Tableau III.7. Susceptance effective B_{TCR} en fonction de α .

Temps (sc)	0	0.5	1	1.5	2
α ($^\circ$)	130	120	155.2	153.8	
B_{TCR} (pu)	-0.24	-0.39	-0.0332	-0.0389	

La base de données (look up table) de l'unité de distribution peut donner numériquement (comme montré dans la figure III.32) les mêmes valeurs calculées analytiquement dans le tableau ci-dessus. On déduit que l'unité de distribution utilisée dans le système de contrôle de l'SVC fonctionne scrupuleusement.

i) Poursuite des références

D'après les résultats de simulation obtenues à travers les figures (III.26 – III.29), on remarque que toutes les variables suivent leurs références ce qui valide la bonne performance des régulateurs PI utilisés.

j) Temps de réponse de l'SSSC et de l'SVC (τ)

D'après les figures (III.29 et III.36), l'SSSC a un temps de réponse plus court, de l'ordre de ($\tau = 0.07sc$) tandis que l'SVC a un temps de réponse de ($\tau = 0.1sc$) avec une différence de (0.03 sc) pour compenser la puissance réactive et réguler la tension du réseau électrique le plus rapidement possible, ce qui donne une autre caractéristique de l'SSSC et de l'SVC, c'est la vitesse de fonctionnement.

Dans cette application, les systèmes de contrôle des deux dispositifs FACTS (SSSC et SVC) sont vérifiés dans la tranche du réseau algérien étudiée, et ils prouvent leurs efficacités dans la flexibilité, la sensibilité et la vitesse de fonctionnement. L'étude comparative effectuée entre ces deux dispositifs FACTS montre que l'SSSC a un système de contrôle plus compliqué par rapport au SVC, mais a un temps de réponse plus court (rapide).

III.7. Application 2 : Amélioration de l'écoulement de puissance à l'aide d'un STATCOM : cas d'étude du réseau IEEE 57-bus

L'objectif principal de cette application est l'amélioration de l'écoulement de puissance du réseau IEEE 57-bus en termes de profil de tension et la minimisation des pertes totales de transmission à travers l'incorporation du dispositif STATCOM.

III.7.1. Construction de la matrice jacobienne, y compris les contrôleurs FACTS

En raison de sa simplicité, et de sa forte convergence, la méthode de Newton-Raphson est la plus utilisée et la plus préférable pour le calcul de l'écoulement de puissance des réseaux à grande échelle [79] [80]. Cette approche utilise l'itération pour résoudre l'ensemble des équations algébriques non linéaires suivantes:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \text{ ou bien } F(X) = 0 \quad (\text{III.12})$$

Tel que :

F Représente l'ensemble des n équations non linéaires.

X Est le vecteur de n variables d'états inconnus.

Les variables d'état décrivant les dispositifs FACTS et celles décrivant le réseau à courant alternatif sont combinées dans un système unique d'équations suivant [81] [82] [83] :

$$\begin{cases} f(X_{nAC}, R_{nF}) = 0 \\ g(X_{nAC}, R_{nF}) = 0 \end{cases} \quad (\text{III.13})$$

Tel que :

X_{nAC} Représente les variables d'état du réseau alternatif.

R_{nF} Représente les variables d'état du contrôleur FACTS.

L'extension des dimensions de la matrice jacobienne par rapport au cas sans FACTS, est proportionnelle au nombre et au type de ces dispositifs. La figure suivante illustre la structure de la matrice jacobienne modifiée [2].

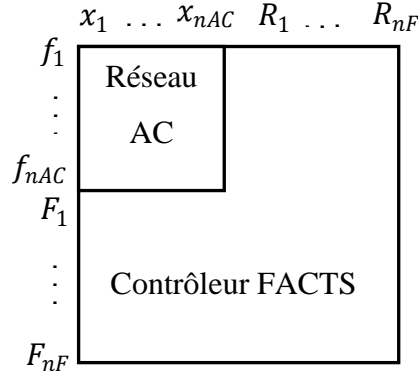


Figure III.37. Augmentation de la matrice Jacobienne en présence des contrôleurs FACTS [2].

III.7.2. Modélisation du STATCOM

La figure (III.38) représente le circuit équivalent du STATCOM utilisé pour développer le modèle mathématique du contrôleur.

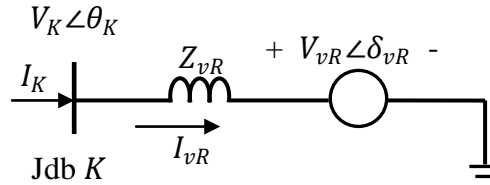


Figure III.38. Circuit équivalent du STATCOM [84].

Les équations des puissances active et réactive du STATCOM et le jeu de barre k , sont données respectivement comme suit:

$$\begin{cases} P_{vR} = V_{vR}^2 G_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k) + B_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k)] \\ Q_{vR} = -V_{vR}^2 B_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k)] \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

$$\begin{cases} P_k = V_k^2 G_{vR} + V_k V_{vR} [G_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR}) + B_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR})] \\ Q_k = -V_k^2 B_{vR} + V_k V_{vR} [G_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR}) - B_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR})] \end{cases} \quad (\text{III.15})$$

En utilisant ces équations, le modèle du STATCOM est donné par la matrice ci-dessous, où l'amplitude de la tension V_{vR} et l'angle de phase δ_{vR} sont considérés comme les variables d'état:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_{vR} \\ \Delta Q_{vR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial P_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{vR}}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_{vR}} V_{vR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \Delta \delta_{vR} \\ \frac{\Delta V_{vR}}{V_{vR}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.16})$$

III.7.3. Résultats obtenus

Afin de voir l'efficacité et la performance du dispositif STATCOM proposé dans l'amélioration du profil de tension (minimisation de déviation de tension ΔV) ainsi que la minimisation des pertes totales, le réseau de test IEEE 57-bus est considéré dans cette application. Les limites supérieure et inférieure des amplitudes de tension sont considérées respectivement 1.1 pu et 0.95 pu. Le programme de calcul est développé dans l'environnement MATLAB et appliqué dans un ordinateur personnel de 2.10 GHz avec 2.00 Go de RAM.

La déviation de tension ΔV dans chaque jeu de barre k est donnée par:

$$\Delta V = |V_{ref} - V_k| \quad (\text{III.17})$$

Afin d'obtenir une amélioration très importante dans le profil de tension, on prend la valeur de référence $V_{ref} = 1.00 \text{ pu}$, donc l'équation précédente devient:

$$\Delta V = |1 - V_k| \quad (\text{III.18})$$

Le réseau IEEE 57-bus est composé de 7 générateurs, 42 charges de 1250,8 MW et 336,4 MVAR, 3 condensateurs shunt aux jeux de barres : 18, 25 et 53, 80 branches, 17 transformateurs dans les lignes : (4-18), (4-18), (21-20), (24-25), (24-25), (24-26), (7-29), (34-32), (11-41), (15-45), (14-46), (10-51), (13-49), (11-43), (40-56), (39-57) et (9-55). Les données : des lignes, des jeux de barres, des charges, des générateurs et des limites minimales et maximales sont données dans l'annexe A.

Dans notre problème d'écoulement de puissance, deux cas selon le nombre des STATCOMs sont considérés:

- ☞ Cas 1: un seul STATCOM.
- ☞ Cas 2: deux STATCOM identiques.

III.7.3.1. Cas 1: un seul STATCOM

Dans ce premier cas d'application, un seul STATCOM est considéré afin de minimiser les pertes totales et l'écart de tension. Les paramètres utilisés du STATCOM sont donnés par [85] et présentés dans le tableau suivant :

Tableau III.8. Paramètres du STATCOM utilisé.

Paramètre	Valeur
Limite supérieure de tension V_{vR}^{max} (pu)	1.1
Limite inférieure de tension V_{vR}^{min} (pu)	0.9
Limite supérieure de l'angle de phase δ_{vR}^{max} (°)	0
Limite inférieure de l'angle de phase δ_{vR}^{min} (°)	-20
Résistance équivalente du STATCOM R_{vR} (pu)	0.01
Réactance équivalente du STATCOM X_{vR} (pu)	0.1
Limite supérieure de puissance réactive du STATCOM Q_{vR}^{max} (pu)	0.5
Limite inférieure de puissance réactive du STATCOM Q_{vR}^{min} (pu)	-0.5

La figure (III.39) représente les amplitudes de tension de toutes les 57 jeux de barres sans et en présence d'un seul dispositif STATCOM.

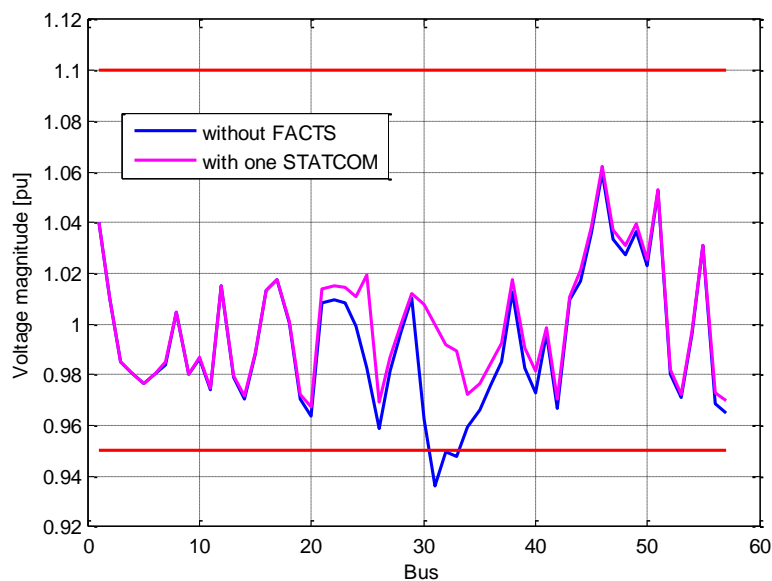


Figure III.39. Amélioration du profil de tension du système IEEE 57-bus sans et avec un seul STATCOM.

A partir de cette figure, on peut constater que lorsqu'aucun dispositif FACTS n'est installé au réseau, les amplitudes de tension des jeux de barres 31 et 33 sont respectivement 0.936 pu et 0.948 pu, et par conséquent elles dépassent la limite inférieure de 0,95 pu. Après le calcul de la déviation de tension des jeux de barres violés, le programme de calcul considère le jeu de barre qui a la plus grande valeur de déviation de tension (correspond à la plus petite valeur d'amplitude de tension) entre eux comme le jeu de barre le plus faible du réseau et il place automatiquement le STATCOM dans celui-ci. D'autre part, la figure montre clairement que l'amplitude de tension du jeu de barre N° 31 où le STATCOM est installé est à la valeur de référence 1,00 pu. On peut également remarquer à travers cette figure que le profil de tension est bien amélioré, surtout aux jeux de barres relativement proches à l'endroit où le STATCOM est installé, à savoir les jeux de barres : 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36 et 37, comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau III.9. Amélioration des amplitudes de tension des jeux de barres proches au STATCOM.

Jdb	Amplitude de tension sans FACTS	Amplitude de tension avec FACTS
30	0,963	1,008
31	0,936	1,000
32	0,950	0,992
33	0,948	0,990
34	0,959	0,972
35	0,966	0,977
36	0,976	0,985
37	0,985	0,993

En outre, l'installation du STATCOM au jeu de barre N° 31 provoque un minimum de pertes de puissance active totales de 27.527 MW, contre 27.864 MW sans FACTS. En pourcentage, cette réduction équivaut à 1,21%. De même, le total des pertes réactives est réduit de 121.67 à 120.46 MVar avec un pourcentage de 1%.

III.7.3.2. Cas 2: deux STATCOM identiques

Dans ce cas, deux STATCOMs identiques sont coordonnés au même temps afin de minimiser davantage les pertes totales et l'écart de tension dans le système étudié. La courbe des amplitudes de tension est représentée dans la figure (III.40) suivante :

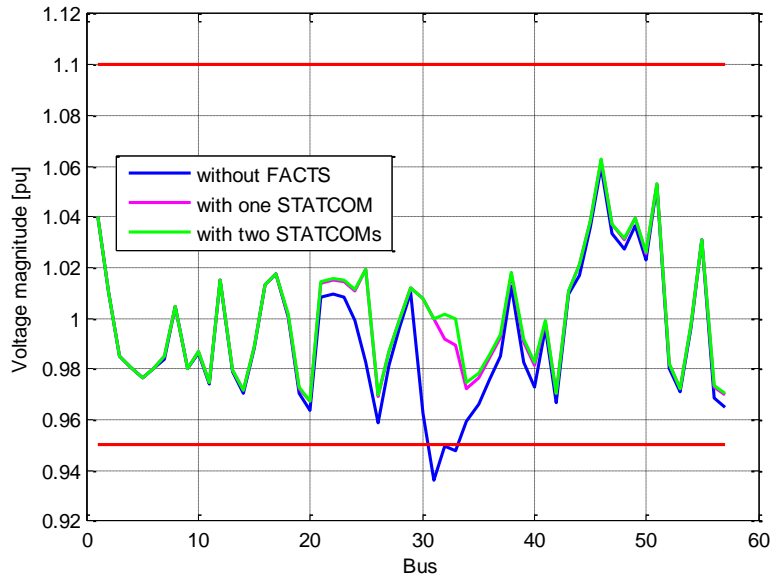


Figure III.40. Amélioration du profil de tension du système IEEE 57-bus sans FACTS, avec un seul STATCOM et deux STATCOMs identiques.

De cette figure il apparaît qu'en présence de deux STATCOMs, l'amélioration du profil de tension est meilleure en comparaison avec le cas d'un seul STATCOM. Les amplitudes de tension des jeux de barres 31 et 33 où les STATCOMs sont installés ainsi que celles des jeux de barres les plus proches à la zone de FACTS sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau III.10. Amélioration des amplitudes de tension des jeux de barres proches au STATCOMs (cas sans FACTS, cas 1 et cas 2).

Jdb	Amplitude de tension sans FACTS	Amplitude de tension avec un seul STATCOM	Amplitude de tension avec deux STATCOMs identiques
30	0.963	1.008	1.008
31	0.936	1.000	1.000
32	0.950	0.992	1.001
33	0.948	0.990	1.000
34	0.959	0.972	0.974

35	0.966	0.977	0.979
36	0.976	0.985	0.986
37	0.985	0.993	0.994

Selon ce tableau, il est remarqué qu’avec deux STATCOMs le profil de tension est amélioré davantage aux jeux de barres : 32, 33, 34, 35, 36 et 37; par exemple, la déviation de tension dans le jeu de barre N° 32 sans FACTS est de 0.05 pu, et elle diminue pour devenir 0,008 pu avec un seul STATCOM, tandis qu’en présence de deux STATCOMs la déviation de tension atteint 0.001 pu, ce qui montre l’effet positif du nombre de FACTS dans l’amélioration du profil de tension.

D’autre part, les pertes totales actives et réactives dans ce cas sont plus réduites par rapport au premier cas, ce qui confirme l’importance d’installer plus de FACTS dans les systèmes de puissance à grande échelle. Les valeurs des pertes totales et le pourcentage de réduction sont indiqués dans le tableau ci-dessous. Notez que les valeurs de réduction en pourcentage sont successivement entre: cas 1 et cas initial (sans FACTS); cas 2 et cas initial; cas 2 et cas 1.

Tableau III.11. Réduction des pertes totales dans les deux cas.

	Sans FACTS	Avec 1 STATCOM	Avec 2 STATCOM’s identiques	Réduction (%)
P_{loss} (MW)	27.864	27.527	27.461	1.21; 1.44; 0.23
Q_{loss} (MVar)	121.67	120.46	120.29	1; 1.13; 0.13

III.8. Application 3 : Amélioration de l’écoulement de puissance à l’aide d’un STATCOM : cas d’étude du réseau algérien 59-bus

Afin de donner un aspect plus pratique à notre application, nous répétons les mêmes cas étudiés dans l’application précédente mais appliqués au réseau de test algérien 59-bus.

Ce réseau est composé de 59 jeux de barres, 10 générateurs, 36 charges de 684.10 MW et de 311.6 MVar et de 83 branches [86] [87] [88]. Il est à noter que le générateur N° 5 du jeu de

barre N° 13 n'est pas en service. Les données : des lignes, des jeux de barres, des générateurs, ...etc. sont données dans [87] et organisées dans l'annexe B.

III.8.1. Cas 1: un seul STATCOM

En premier lieu, on rappelle que les paramètres du STATCOM utilisé restent les mêmes du tableau (III.8).

La figure (III.41) ci-dessous montre clairement qu'il y a de nombreux jeux de barres dépassent la limite de tension inférieure, à savoir : 8, 14, 17, 35, 36, 43, 47 et 48, ce qui représente plus de 13% de l'ensemble des jeux de barres du système sont dans un état de chute de tension. La plus grande valeur de l'écart de tension est remarquée au jeu de barre N° 36 avec 0.168 pu, ce qui en fait un endroit pratique pour installer le STATCOM.

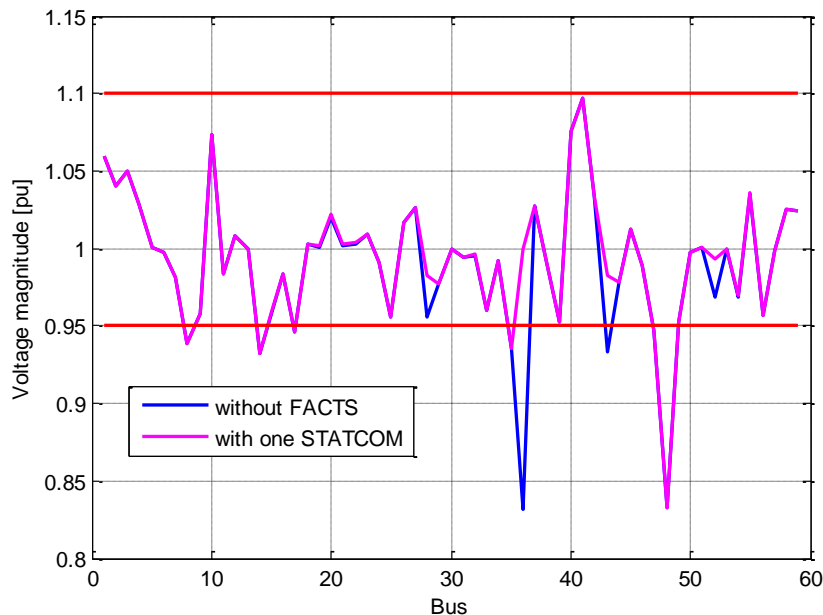


Figure III.41. Amélioration du profil de tension du réseau algérien 59-bus sans et avec un seul STATCOM.

Après avoir été le jeu de barre le plus faible dans le système avec une tension de 0.832 pu, l'installation du STATCOM dans ce jeu de barre (N° 36) a rendu ce dernier comme un jeu de barre idéal en termes de régulation de tension nodale. Généralement, le profil de tension est considérablement amélioré, principalement aux jeux de barres proches à l'endroit où le STATCOM est installé à savoir : 28, 43 et 52, comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau III.12. Amélioration des amplitudes de tension des jeux de barres proches au STATCOM dans le réseau algérien 59-bus.

Jdb	Amplitude de tension sans FACTS	Amplitude de tension avec FACTS
8	0.938	0.938
14	0.932	0.932
17	0.946	0.946
28	0.956	0.982
36	0.832	1.000
43	0.934	0.983
47	0.947	0.947
48	0.833	0.833
52	0.968	0.993

D'autre part, notre programme de calcul détermine la valeur nécessaire de la puissance réactive du STATCOM de (0,1857 pu) afin de minimiser efficacement les pertes totales dans le système. En comparaison avec le cas initial (sans FACTS), il apparaît que les pertes actives totales sont réduites de 29.141 MW à 28.878 MW. En pourcentage, cette réduction est presque équivalente à 1%. De même, les pertes réactives totales sont également réduites de 97.61 Mvar à 96.64 Mvar avec un pourcentage de 1%.

III.8.2. Cas 2: deux STATCOM identiques

Dans ce cas, deux STATCOMs identiques sont considérés dans le réseau algérien étudié. Notre programme de calcul indique dans ce cas les jeux de barres 36 et 48 comme des endroits convenables pour l'installation des deux STATCOMs. Par conséquent, la courbe des amplitudes de tension des 59 jeux de barres du système étudié est représentée dans la figure (III.42) ci-dessous où on peut facilement voir l'amélioration du profil de tension par rapport aux cas 1 et sans FACTS, et en particulier près de la zone des deux STATCOMs à savoir les jeux de barres : 7, 24, 47, 48, 49, et 56. Le tableau (III.13) indique les valeurs des amplitudes de tensions améliorées dans les deux cas par rapport au cas sans FACTS.

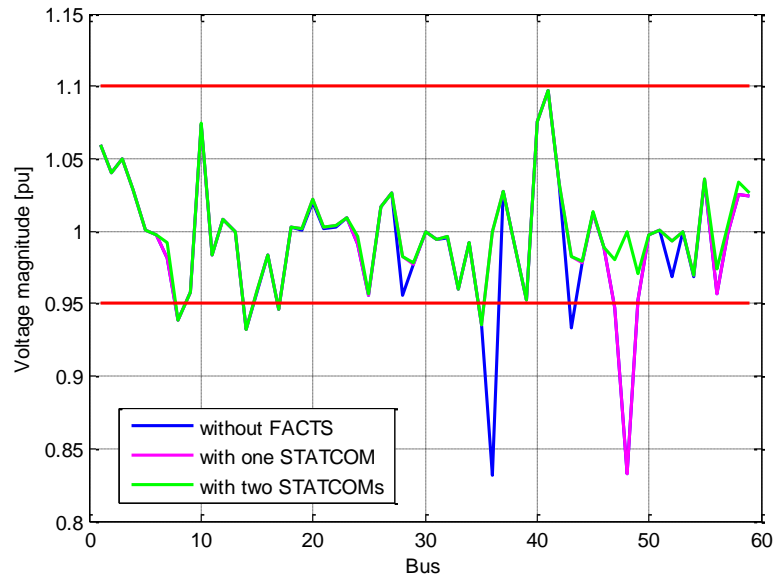


Figure III.42. Amélioration du profil de tension du réseau algérien 59-bus avec un seul STATCOM et avec deux STATCOMs identiques.

Tableau III.13. Amélioration des amplitudes de tension des jeux de barres (comparaison entre : cas sans FACTS, cas 1 et cas 2).

Jdb	Amplitude de tension sans FACTS	Amplitude de tension avec un seul STATCOM	Amplitude de tension avec deux STATCOMs identiques
7	0.981	0.981	0.992
8	0.938	0.938	0.938
24	0.991	0.991	0.997
28	0.956	0.982	0.982
36	0.832	1.000	1.000
43	0.934	0.983	0.983
47	0.947	0.947	0.980
48	0.833	0.833	1.000
49	0.953	0.953	0.971
52	0.968	0.993	0.993
56	0.957	0.957	0.974
57	0.998	0.998	1.003
58	1.025	1.025	1.034

D'après ce tableau, on remarque qu'en présence d'un seul STATCOM, il y a 4 jeux de barres améliorés en termes d'amplitude de tension tandis qu'en présence de deux STATCOMs le nombre des jeux de barres améliorés augmente plus de double et atteindre 10 jeux de barres. De ce fait, on conclut que plus le nombre de FACTS augmente plus la zone amélioré du réseau électrique s'élargie.

Les puissances réactives des deux STATCOMs installés aux jeux de barres 36 et 48 calculées par notre programme sont respectivement (0,1857 pu) et (0,1160 pu). D'autre part, comme il est récapitulé au tableau (III.14) ci-dessous les pertes totales actives et réactives sont réduites davantage en comparaison avec le cas d'un seul STATCOM, ce qui montre la nécessité d'installer plus de dispositifs FACTS dans les réseaux de grande taille. Notez que les valeurs de réduction en pourcentage sont successivement entre: cas 1 et cas initial (sans FACTS); cas 2 et cas initial; cas 2 et cas 1.

Tableau III.14. Pertes actives et réactives totales dans les différents cas pour le réseau de test algérien 59-bus.

	Sans FACTS	Avec 1 STATCOM	Avec 2 STATCOM's identiques	Réduction (%)
P_{loss} (MW)	29.141	28.878	28.480	0.9; 2.27; 1.38
Q_{loss} (MVar)	97.61	96.64	95.52	1; 2.14; 1.15

III.9. Conclusion

Dans ce troisième chapitre, une longue présentation des dispositifs FACTS a été présentée. Ce chapitre a été organisé sur la base des points suivants :

- ♣ Le concept du terme « Système FACTS » a été précisé selon la définition fournie par l'institut d'ingénieurs en électricité et en électronique IEEE ;
- ♣ Le rôle et l'intérêt des dispositifs FACTS ont été présentés ;
- ♣ Les différents dispositifs FACTS ont été classifiés en trois modes principales (en mode de technologie utilisée, en mode de couplage et en mode de commutation). Chaque mode à son tour a été classifié en certains nombre de catégories ;

- ♣ Une présentation sommaire d'une longue liste de dispositifs FACTS a été présentée et organisée selon le mode de couplage (série, parallèle et hybride) et accompagnée par plusieurs figures représentatives ;
- ♣ Le critère économique dans l'installation des dispositifs FACTS a été discuté ainsi que les facteurs influents sur le cout d'une installation FACTS ont été clarifiés. De plus, les coûts d'investissement de certains dispositifs FACTS (SVC, TCSC et UPFC) sont représentés par des fonctions quadratiques sur la base de données du constructeur Allemand SIEMENS.

A la fin de ce chapitre, trois (3) applications ont été proposées dont la première application est un test d'insertion d'un SSSC et d'un SVC pour l'amélioration du transit de puissance dans une tranche du réseau algérien avec une comparaison entre leurs systèmes de contrôle. La deuxième application consiste à l'amélioration de l'écoulement de puissance dans le réseau standard IEEE 57-bus à l'aide du STATCOM pour deux cas d'étude, tandis que la troisième application est la même étude que la deuxième mais appliquée au réseau algérien 59-bus.

Comme a été clarifié dans l'introduction générale, notre catégorie de recherche représentée dans la combinaison entre l'utilisation des FACTS et les méthodes de recherche optimales nous exige à étudier au prochain chapitre les différentes méthodes d'amélioration (d'optimisation) du transit des puissances dans les réseaux électriques.

Chapitre IV

Méthodes d'amélioration du transit des puissances sur les réseaux électriques.

Chapitre IV : Méthodes d'amélioration du transit des puissances sur les réseaux électriques

IV.1. Introduction

Dans le secteur de la planification et l'exploitation des réseaux électriques, quotidiennement autour du monde les ingénieurs se heurtent à des problèmes technologiques très complexes. Ces problèmes qu'ils doivent résoudre peuvent être considérés comme des problèmes d'amélioration ou d'optimisation de l'écoulement de puissance OPF (Optimal Power Flow) dans les réseaux électriques. Le problème d'OPF signifie qu'ils doivent chercher soit à minimiser soit à maximiser une ou plusieurs fonctions objectives [89].

Ce problème d'optimisation (OPF) a été étudié depuis plus d'un demi-siècle depuis les travaux pionniers de Carpentier [90]. Auparavant, de nombreuses techniques traditionnelles d'optimisation (dites aussi méthodes déterministes) ont été utilisées avec succès, les plus populaires étant: Programmation linéaire, méthode de Newton [91], méthode de point intérieur [91] [92], Programmation quadratique [93], méthode du gradient [94]...etc. Au début des années 80, et pour surmonter les inconvénients des méthodes d'optimisation conventionnelles, les chercheurs ont développé d'autres techniques plus efficaces et plus robustes, appelées méthodes d'optimisation méta-heuristiques, parmi lesquelles on peut citer [95]: Optimisation par colonies de fourmis ACO (Ant Colony Optimization), Optimisation à base de biogéographie BBO (Biogeography-Based Optimization), Evolution différentielle DE (Differential Evolution), Mécanisme analogue à l'électromagnétisme EM (Electromagnetism-Like Mechanism), Programmation évolutionnaire EP (Evolutionary Programming), Algorithme génétique GA (Genetic Algorithm), Optimisation par essaim de particules PSO (Particle Swarm Optimization), Recherche tabou TS (Tabu Search), Algorithme de recherche gravitationnelle GSA (Gravitational Search Algorithm) , Algorithme de recherche différentielle DSA (Differential Search Algorithm) [95] [96]...etc.

IV.2. Concepts de base et formulation du problème d'optimisation

Afin de commencer à formuler le problème d'optimisation, il est nécessaire de définir et de clarifier les termes de base utilisés dans toute méthode d'optimisation.

IV.2.1. Optimisation

Un problème d'optimisation est défini comme la recherche de l'optimum (du minimum ou du maximum) d'une fonction objective donnée. La stratégie de l'optimisation est utilisée cruciallement afin de spécifier les états de sécurité en tenant compte du coté économique [97] [98] [99], et à partir de laquelle des quantités contrôlables sont ajustées afin d'optimiser une ou plusieurs fonctions objectives, à condition de respecter un ensemble de contraintes physiques et opérationnelles [87] [100].

IV.2.2. Fonction Objective

La fonction objective est une équation mathématique que l'on cherche à optimiser. Elle est appelée aussi fonction de fitness. Cette fonction peut être :

- ◆ **Fonction mono-objective :** L'optimisation mono-objectif est basée sur la minimisation (ou la maximisation) d'une seule fonction objective :

$$(Min\ ou\ Max) J(x, u) \quad (IV.1)$$

Où :

$J(x, u)$ Est la fonction à optimiser.

x Vecteur de variables d'état (variables dépendantes).

u Vecteur des variables de contrôle (variables indépendantes).

- ◆ **Fonction multi-objective :** L'optimisation multi-objective optimise simultanément plus qu'une seule fonction objective ; ces fonction sont souvent contradictoires :

$$(Min\ ou\ Max) J_i(x, u) ; i = 1, \dots, N_{fo} \quad (IV.2)$$

Où :

N_{fo} Nombre de fonctions objectives.

La résolution de ce type de problème d'optimisation multi-objective est faite en agrégeant tous les objectifs en une seule fonction objective pondérée où la solution optimale qui sera obtenue représente donc un compromis entre tous les objectifs.

IV.2.3. Variables d'état et variables de contrôle

Les variables d'état et les variables de contrôle correspondent respectivement aux vecteurs x et u de la fonction objective. Ils sont ajustés pendant le processus d'optimisation, pour obtenir les solutions optimales.

$$x^T = [P_{G_1}, V_{L_1}, \dots, V_{L_{NL}}, Q_{G_1}, \dots, Q_{G_{NG}}, S_{l_1}, \dots, S_{l_{nl}}] \quad (IV.3)$$

$$u^T = [P_{G_2}, \dots, P_{G_{NG}}, V_{G_1}, \dots, V_{G_{NG}}, Q_{C_1}, \dots, Q_{C_{NC}}, T_1, \dots, T_{NT}] \quad (IV.4)$$

Tel que:

P_G Puissance active générée (au slack bus, jeux de barres PV et jeux de barres PQ).

V_L Amplitude de tension aux jeux de barres PQ.

Q_G Puissance réactive générée par toutes les unités de production.

S_l Chargement des lignes de transmission.

NL Nombre des jeux de barres de charge.

nl Nombre des lignes de transmission.

V_G Amplitude de tension aux jeux de barres PV.

T Rapport de transformation des transformateurs.

Q_C Compensation shunt.

NG Nombre de générateurs.

NC Nombre de compensateurs.

NT Nombre de transformateurs.

IV.2.4. Espace de recherche

Il correspond à l'espace des solutions possibles. Son dimension est définie par le nombre de paramètres (variables d'état et variables de contrôle) impliqués dans les solutions.

IV.2.5. Les Contraintes

Sont les conditions sur l'espace d'état que les variables doivent les satisfaire. Les contraintes d'OPF sont classées en contraintes d'égalité et d'inégalité comme suit:

- ❶ **Contraintes d'égalité** : Les contraintes d'égalité $g(x, u)$ représentent les équations de flux de puissance active et réactive du réseau comme exprimées respectivement aux équations (IV.5) et (IV.6) [95]:

$$P_{G_i} - P_{D_i} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})] = 0; \quad i = 1, \dots, NB \quad (IV.5)$$

$$Q_{G_i} - Q_{D_i} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \sin(\theta_{ij}) + B_{ij} \cos(\theta_{ij})] = 0; \quad i = 1, \dots, NB \quad (IV.6)$$

Tel que:

P_G Puissance active générée.

P_D Puissance réactive générée.

NB Nombre des jeux de barres.

Q_G Puissance réactive générée.

Q_D Puissance réactive demandée.

G_{ij}, B_{ij} Conductance et susceptance entre les jeux de barres i et j respectivement.

θ_{ij} Angle de phase de tension entre les jeux de barres i et j avec : $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$.

❷ **Contraintes d'inégalité** : Les contraintes d'inégalité $h(x, u)$ incluent [95]:

(a) **Contraintes des générateurs**: afin de maintenir un fonctionnement stable du système de puissance, la tension, ainsi que les puissances active et réactive aux sorties de tous les générateurs, y compris le slack bus, doit être limitée par les limites inférieure et supérieure indiquées comme suit:

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{max}; \quad i \in NG \quad (IV.7)$$

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}; \quad i \in NG \quad (IV.8)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}; \quad i \in NG \quad (IV.9)$$

(b) **Contraintes des transformateurs**: comme indiqué dans l'équation suivante, les transformateurs de réglages à prise sont limités par les limites minimale et maximale:

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max}; \quad i \in NG \quad (IV.10)$$

(c) **Contraintes des compensateurs VAR shunt**: la restriction des compensateurs VAR shunt par leurs limites inférieure et supérieure est également nécessaire:

$$Q_{Ci}^{min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{max}; \quad i \in NG \quad (IV.11)$$

(d) Contraintes de sécurité: les contraintes de sécurité signifient la limitation de l'amplitude de tension dans toutes les jeux de barres de charge dans ses limites de fonctionnement inférieure et supérieure, ainsi que la limitation de chargement des lignes de transport par leurs limites de capacité maximales, comme indiqué dans les équations suivantes:

$$V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max}; i \in NL \quad (IV.12)$$

$$S_{Li} \leq S_{Li}^{max}; i \in NB \quad (IV.13)$$

En outre, contrairement aux variables de contrôle autocontraintes, les contraintes d'inégalité des variables d'état qui contiennent de la puissance active générée au slack bus, puissance réactive générée, chargement des lignes et l'amplitude de tension des jeux de barres de charge peuvent être incluses dans une fonction objective prédéterminée en terme d'une pénalité quadratique et toute solution non pratique obtenue est refusée. La fonction de pénalité est donnée par l'expression suivante [87] [90]:

$$J_{aug} = J + \lambda_p (P_{G_1} - P_{G_1}^{lim})^2 + \lambda_V \sum_{i=1}^{NL} (V_{L_i} - V_{L_i}^{lim})^2 + \lambda_Q \sum_{i=1}^{NG} (Q_{G_i} - Q_{G_i}^{lim})^2 + \lambda_s \sum_{i=1}^{NI} (S_{l_i} - S_{l_i}^{max})^2 \quad (IV.14)$$

Tel que :

$\lambda_p, \lambda_V, \lambda_Q, \lambda_s$ Sont les facteurs de pénalité.

x^{lim} La valeur limite de la variable d'état x , donnée par:

$$x^{lim} = \begin{cases} x^{max}; & \text{if } x > x^{max} \\ x^{min}; & \text{if } x < x^{min} \end{cases} \quad (IV.15)$$

Généralement, de l'équation (IV.1) et en tenant compte des contraintes d'égalité $g(x, u)$ et d'inégalité $h(x, u)$, le problème d'OPF peut être formulé mathématiquement comme suit :

$$\begin{cases} \text{Min } J(x, u) \\ \text{Sujet de } g(x, u) = 0 \\ h(x, u) \leq 0 \end{cases} \quad (IV.16)$$

IV.3. Méthodes d'optimisation

Selon le mode de recherche de l'optimum, les méthodes d'optimisations sont classées en deux grandes catégories : les méthodes déterministes et les méthodes méta-heuristiques.

IV.3.1. Méthodes déterministes

Ces méthodes sont appelées déterministes car elles conduisent toujours au même résultat final pour une solution initiale donnée. Elles convergent vers un optimum dépendant uniquement du point de départ qu'il soit local ou global. Parmi les célèbres méthodes déterministes :

IV.3.1.1. Méthode du gradient

Les méthodes de gradient sont considérées parmi les plus anciennes méthodes d'optimisation classiques. En se basant sur leurs hypothèses de la connaissance de la dérivée de la fonction objective f en chaque point de l'espace de recherche, ces méthodes sont capables de résoudre des problèmes non linéaires. D'autre part, la méthode du gradient peut être classée en deux catégories: une catégorie de 1^{ère} ordre basée sur une approximation linéaire en séries de Taylor avec initialisation de gradient, et une catégorie de 2^{ème} ordre basée sur l'approximation quadratique en séries de Taylor avec initialisation de gradient en utilisant la matrice Hessienne $H(f)$ [44].

La résolution du problème d'optimisation par cette méthode peut être résumée dans les étapes suivantes [44]:

- ❶ Choix d'un point de départ x_0 ;
- ❷ Calcul du gradient de la fonction f en point de départ x_0 : $\overrightarrow{grad}f(x_0) = \overrightarrow{\nabla}(f(x_0))$;
- ❸ Comme le gradient indique la direction de plus grand augmentation de f , on calcul le point x_1 tel que :

$$x_1 = x_0 - \lambda_0 \frac{\overrightarrow{\nabla}(f(x_0))}{\|\overrightarrow{\nabla}(f(x_0))\|} \quad (\text{IV.17})$$

Avec :

λ_0 Est le déplacement à chaque itération.

- ❹ Une procédure de calcul est effectuée pour chaque point x_0 comme suit:

$$x_{k+1} = x_k - \lambda_k \frac{\overrightarrow{\nabla}(f(x_k))}{\|\overrightarrow{\nabla}(f(x_k))\|}; \quad \forall k, \lambda_k > 0 \quad (\text{IV.18})$$

Il est noté qu'à chaque itération, la distance entre le point calculé x_k à l'itération en question et l'optimum diminue davantage.

D'autre part, on parle de la méthode de gradient à pas prédéterminé lorsque le déplacement λ_k est fixé. L'inconvénient de cette méthode réside dans la convergence qui peut être très lente pour certains types de fonctions et aussi si le pas de déplacement est mal choisi ou encore la méthode risque de converger vers un optimum local dépendant du point de départ mal choisi [44].

IV.3.1.2. Méthode de Newton

La méthode de Newton est une méthode numérique standard [101] et très puissante grâce à sa convergence très rapide [44]. Cette méthode repose sur la minimisation à chaque itération k , d'une approximation quadratique de la fonction objective f au voisinage de l'estimation actuelle x^k . Cette approximation est obtenue à partir du développement en série de Taylor de l'ordre 2 suivant :

$$f(x^{k+1}) \cong f(x^k) + [\nabla f(x^k)]^T [\Delta x^{k+1}] + \frac{1}{2} [\Delta x^{k+1}]^T [\nabla^2 f(x^k) [\Delta x^{k+1}]]^T \quad (\text{IV.19})$$

IV.3.1.3. Méthode de programmation dynamique

Est une méthode classique utilisée pour la résolution des problèmes en utilisant des sous-problèmes déjà résolus. Cette technique repose sur une approche appelée « du bas vers le haut » dont la résolution du problème commence par la résolution des sous-problèmes petits et faciles, ensuite la résolution des problèmes de plus en plus grands jusqu'à la détermination de la solution du problème globale (initiale). L'inconvénient de cette méthode réside dans qu'elle nécessite un grand espace de stockage car elle nécessite de stocker tous les sous-problèmes résolus [44].

IV.3.1.4. Méthode de programmation quadratique

En 1983, Schittkowski a développé une nouvelle méthode déterministe de programmation non linéaire appelée « Méthode de programmation quadratique ». Cette méthode est capable de résoudre des problèmes d'optimisation en présence des contraintes de moyenne taille où la fonction objective est une approximation quadratique et les contraintes sont des approximations linéaires [102].

IV.3.1.5. Méthode du point intérieur

La méthode du point intérieur IPM (Interior Point Method) a été proposée par Karmarkar ; Ce dernier a prouvé que l'IPM est efficace pour les problèmes de grande taille [103]. Cette méthode itérative de résolution est pour les problèmes de programmation linéaire. À chaque itération, l'espace de recherche est modifié à l'aide d'un changement de variable pour permettre de prendre un pas substantiel afin de s'éloigner de la solution actuelle. Ce changement entraîne que la suite des points générés se trouve à l'intérieur du domaine réalisable [104].

IV.3.2. Méthodes méta-heuristiques

Au début des années 80, et afin d'éviter les inconvénients des méthodes d'optimisation conventionnelles (déterministes), les chercheurs ont mis au point d'autres techniques plus efficaces et plus robustes, appelées méthodes d'optimisation méta-heuristiques, caractérisées par leur capacité à trouver rapidement l'optimalité globale d'un plus grand espace de solutions, parmi lesquelles: algorithme génétique (GA), optimisation par essaim de particule (PSO), Optimisation par colonies de fourmis ACO, algorithme de chauve-souris [97] [105], la méthode Seeker (SOA) [106]...etc.

Ces méthodes ont les caractéristiques communes suivantes [89]:

- ⊗ Capable de résoudre les problèmes d'optimisation de grande taille ;
- ⊗ Permettent de trouver des solutions de bonne qualité ;
- ⊗ Elles sont inspirées de la physique (recuit simulé,...etc.), de l'éthologie (PSO, ACO, ...etc.) et de la biologie (GA, ...etc.) ;
- ⊗ Elles sont stochastiques.

Parmi les inconvénients de ces méthodes :

- ⊗ Le temps de calcul est généralement considéré élevé ;
- ⊗ Le réglage des paramètres est généralement difficile.

Dans cette section, on va présenter les plus célèbres méthodes méta-heuristiques, ainsi que les nouvelles méthodes apparues dans les dernières années :

IV.3.2.1. Algorithmes génétiques (GA)

L'origine de ces algorithmes remonte aux travaux scientifiques de John Holland et ses élèves à l'université de Michigan (états unis) sur les systèmes adaptatifs ainsi qu'à l'ouvrage de

référence de David E. Goldberg [89] [107]. Les algorithmes génétiques (GA) sont considérés comme l'un des plus importants algorithmes évolutionnaires basés sur le mécanisme de la sélection naturelle et de la génétique pour résoudre les problèmes d'optimisation sous contrainte et sans contrainte [97] [108] [109]. Il est à noter que GA peut rechercher simultanément plusieurs solutions possibles sans avoir besoin de connaissances préalables ni de propriétés spéciales de la fonction objective [97] [108] [110]. Les individus sont simplifiés à un chromosome et la force d'un individu est la fonction objective qui doit être optimisée. Les étapes principales du mécanisme de recherche par GA sont expliquées comme suit:

IV.3.2.1.1. Initialisation d'une population de chromosomes

Tout d'abord, l'algorithme génère une population initiale d'une taille aléatoire [108] [111]. Pour plus d'explications, supposons que deux individus (chromosomes) constituent la population initiale comme illustré à la figure (IV.1(a)). Chaque individu (chromosome) est désigné par une chaîne de codage binaire ou réel, par exemple si on cherche l'optimum d'une fonction de n variables $f(x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n)$ on peut simplement utiliser un chromosome contenant les n variables comme montré dans la figure (IV.2(b)). Avec ce type de codage (codage réel), la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide grâce à l'absence de l'étape de transcodage (du binaire au réel).

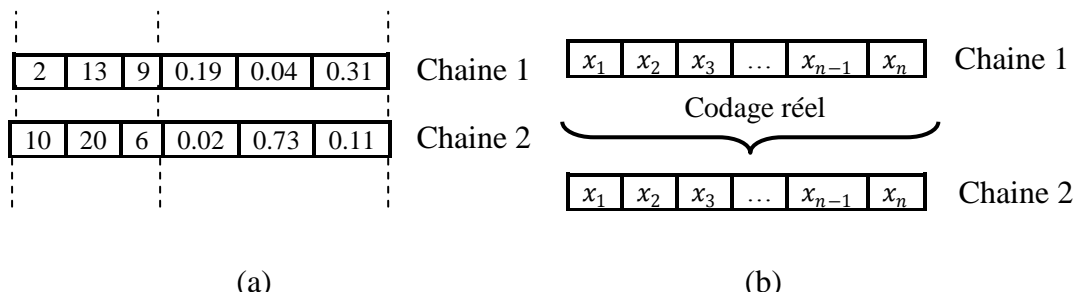


Figure IV.1. (a) Deux chromosomes originaux (individus) ; (b) Codage réel d'un chromosome à n variables.

IV.3.2.1.2. Création de nouveaux chromosomes en accouplant les chromosomes actuels

Dans cette étape, l'algorithme génétique utilise les individus de chaque génération actuelle pour produire la population suivante (nouvelle population) en effectuant les étapes suivantes:

a) Calcul de fitness : Calcul de la valeur de fitness (performance) pour chaque individu de la population actuelle.

b) Sélection: l'algorithme effectue la sélection des individus en fonction de leur valeur de fitness. Les individus ayant une meilleure fitness dans la population actuelle sont plus

susceptibles d'être copiés à la deuxième génération. Les individus sélectionnés sont appelés parents dans la population actuelle ou également appelés enfants d'élite dans la population suivante [97].

c) Opérations génétiques: lors de ces opérations, les enfants sont générés à partir des parents par l'une des méthodes suivantes:

c.1) croisement: Comme dans la nature, afin de créer de nouveaux chromosomes ou des enfants, des paires de parents (chromosomes d'origine) dans la population actuelle sont combinées comme illustré à la figure (IV.2(a)). Le croisement entre les paires de parents génère de nouveaux individus (chromosomes ou enfants) qui possèdent aléatoirement certaines parties du matériel génétique des deux parents [112] [113].

c.2) Mutation: les enfants de mutation sont créés en modifiant de manière aléatoire les gènes d'un seul parent comme illustré à la figure (IV.2(b)). La mutation introduit dans la population une certaine diversification afin d'éviter une convergence prématurée vers l'optimum local [108] [110].

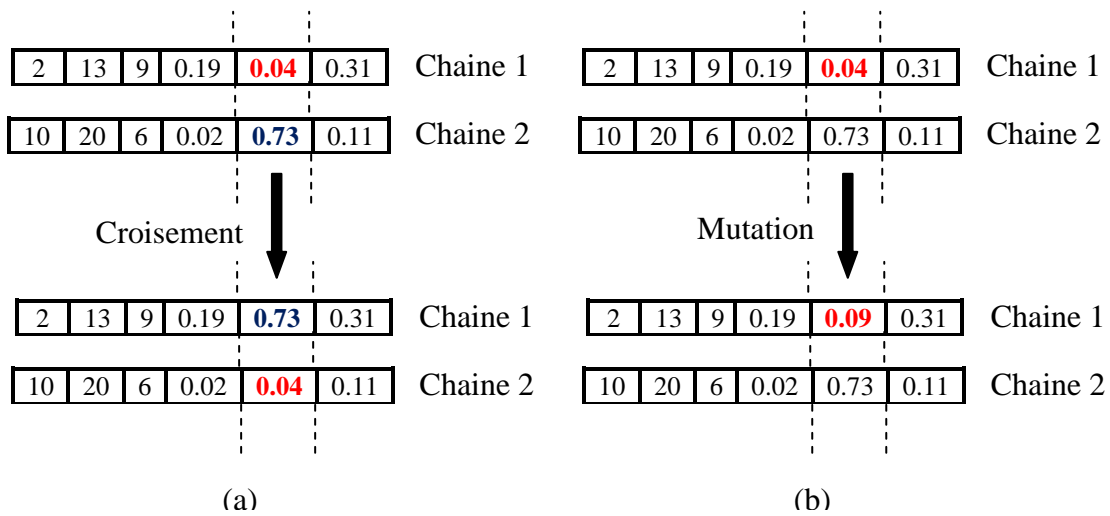


Figure IV.2. (a) Opération de croisement; (b) opération de mutation [97].

d) Remplacement: à cette étape, la population actuelle doit être remplacée par les enfants sélectionnés pour former la prochaine génération.

IV.3.2.1.3. Critères d'arrêt

L'arrêt de l'algorithme se réalise si l'un des critères d'arrêt est atteint, tel que le nombre de générations, la limite de fitness et la limite de temps [107].

Les étapes principales de l'algorithme génétique GA sont résumées dans l'organigramme de la figure suivante :

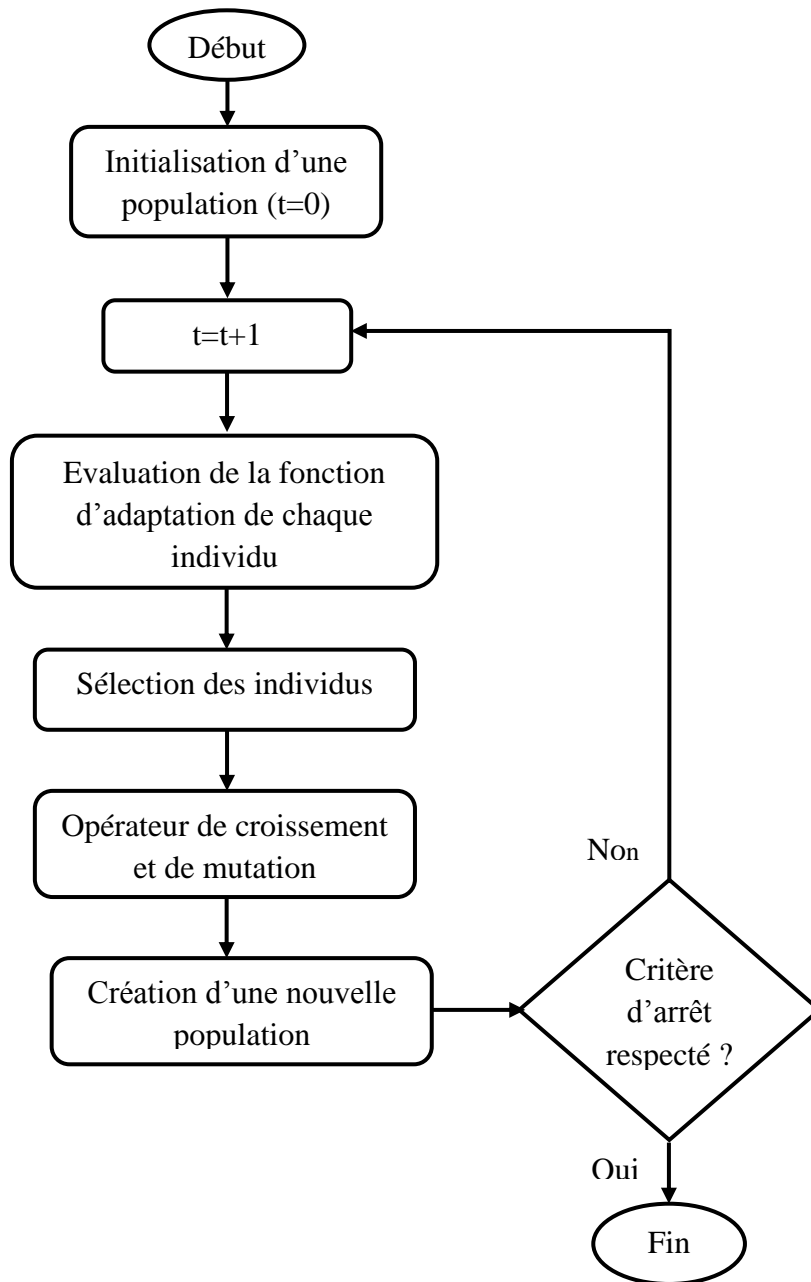


Figure IV.3. Organigramme de l'algorithme génétique.

IV.3.2.2. Optimisation par essaims de particules (PSO)

En 1995, l'ingénieur en électricité Russell Eberhart et le psychologue social James Kennedy ont introduit une méthode d'optimisation appelée "Optimisation par essaim de particules" (PSO) (Particle Swarm Optimization) [114] [115]. L'origine de cette méthode provient des observations effectuées lors des simulations informatiques de vols en groupe d'oiseaux et des bancs de poissons. Ces simulations ont mis en évidence la capacité des individus d'un groupe

en mouvement à maintenir une distance optimale entre eux et à suivre un mouvement global en relation avec les mouvements locaux de leurs voisins [116] [117].

PSO est une méthode d'optimisation stochastique basée sur une population de particules [118], dans laquelle un seul essaim rassemble plusieurs particules (individus) et chaque particule prend sa décision en utilisant sa propre expérience et celle de leurs voisins [119] [120].

PSO commence le processus d'optimisation par une population de solutions aléatoires telles que chaque particule représente une solution candidate au problème à résoudre. Chaque particule se déplace dans l'espace de recherche avec une vitesse jusqu'à atteindre une position relativement invariable ou jusqu'à ce que les limites de calcul soient dépassées [95] [121].

Le déplacement de chaque particule dans l'espace de recherche dépend de sa position actuelle et la mise à jour de sa vitesse comme suit [122]:

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (\text{IV.20})$$

Où:

x_i^{k+1}, x_i^k Position de la particule i à l'itération $k + 1$ et k respectivement.

v_i^{k+1} Vitesse de la particule i à l'itération $k + 1$.

En outre, chaque particule de l'essaim change de vitesse en fonction de sa propre expérience, ce qui présente la meilleure position ($Pbest$) trouvée par la particule au cours du processus de recherche, ainsi que la meilleure position trouvée par les voisins ($Ibest$) ou par l'ensemble de l'essaim ($gbest$) dans la version globale de l'algorithme [122]. La règle de mise à jour pour calculer la vitesse suivante d'une particule a été introduite comme dans [122] [123]:

$$v_i^{k+1} = wv_i^k + c_1rand_1(Pbest_i - x_i^k) + c_2rand_2(gbest_i - x_i^k) \quad (\text{IV.21})$$

Où:

w Fonction de pondération.

v_i^k Vitesse de la particule i à l'itération k .

$c_1 \& c_2$ Facteurs de pondération.

$rand_1, rand_2$ Deux nombres aléatoires uniformément répartis entre 0 et 1.

$Pbest_i$ Meilleure position personnelle trouvée par la particule i .

$gbest_i$ Meilleure position globale trouvée par la particule i .

La fonction de pondération est donnée par:

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} \times iter \quad (IV.22)$$

Où:

w_{max}, w_{min} Poids initial et final respectivement.

$iter, iter_{max}$ Nombre d'itérations actuel et maximal.

Les étapes principales de l'algorithme PSO sont résumées dans l'organigramme de la figure suivante :

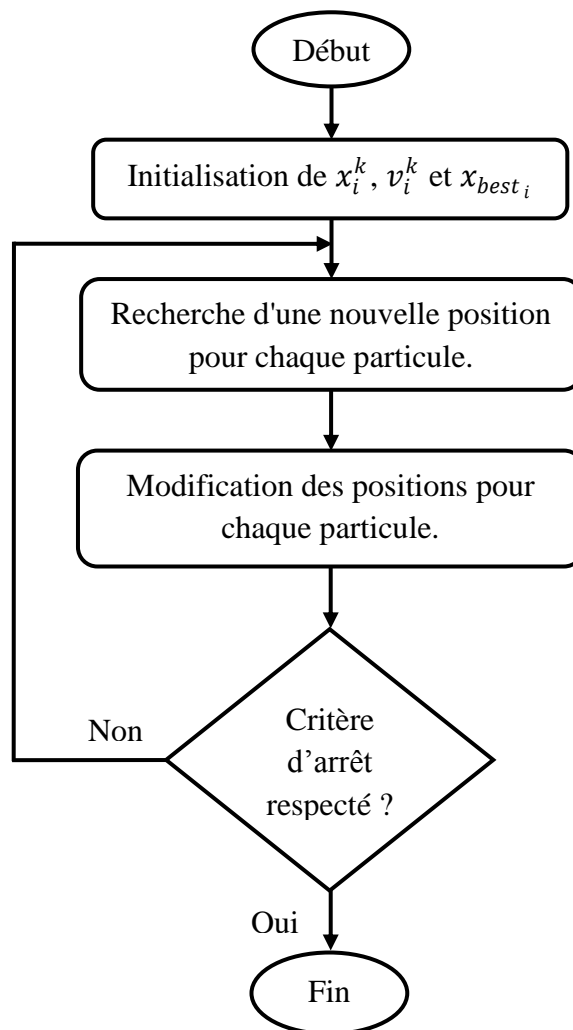


Figure IV.4. Organigramme de la technique PSO standard [95].

La méthode PSO a plusieurs différentes variantes tels que : méthode PSO avec le coefficient d'inertie (PSO-CI), méthode PSO Avec le Facteur de Construction k (PSO-AFC) [89] méthode PSO avec le coefficient d'accélération variable (PSO-TVAC) (Time Varying

Acceleration Coefficients) [124], PSO de tri non dominé NSPSO (Non-dominated Sorting Particle Swarm Optimization), PSO multi-objectives MOPSO (Multi-Objective Particle Swarm Optimization) [14], ... etc.

IV.3.2.3. Algorithme d'optimisation de chercheur (SOA)

En 2006, Chaohua Dai a proposé une nouvelle technique d'optimisation appelée algorithme d'optimisation de chercheur SOA (Seeker Optimization Algorithm). Cette technique est basée sur le concept de simulation de l'acte de recherche humain dépendant de la mémoire, de l'expérience et de l'incertitude [125]. L'ensemble de solution dans cet algorithme est appelé « population de recherche » et chaque individu de cette population est appelé « chercheur » ou « seeker ». La population est divisée en k sous-population de même taille afin de découvrir le maximum de l'espace de recherche. Tous les chercheurs d'une même sous-population constituent ensemble un quartier [89].

Les étapes principales de l'algorithme SOA sont résumées dans l'organigramme de la figure (IV.5).

L'algorithme SOA fonctionne sur une population de recherche de s vecteurs de positions, chaque vecteur \vec{x}_i est de D dimensions. Ces vecteurs codent les solutions potentielles au problème d'optimisation considéré [126].

$$\vec{x}_i = [x_{i1}, \dots, x_{ij}, \dots, x_{iD}]; i = 1, \dots, s \quad (\text{IV.23})$$

Tel que :

x_{ij} Est le $j^{\text{ième}}$ élément de \vec{x}_i .

s Est la taille de population dont chaque individu de cette population est appelé chercheur ou « seeker ».

A. Direction de recherche

Chaque chercheur a les quatre directions significatives suivantes [125]:

A1. Direction personnelle

Chaque chercheur a une direction vers sa meilleure position $\overrightarrow{P_{i,best}(t)}$. La Direction personnelle $\overrightarrow{d_{i,p}(t)}$ est donnée par :

$$\overrightarrow{d_{i,p}(t)} = \overrightarrow{P_{i,best}(t)} - \overrightarrow{x_i(t)} \quad (\text{IV.24})$$

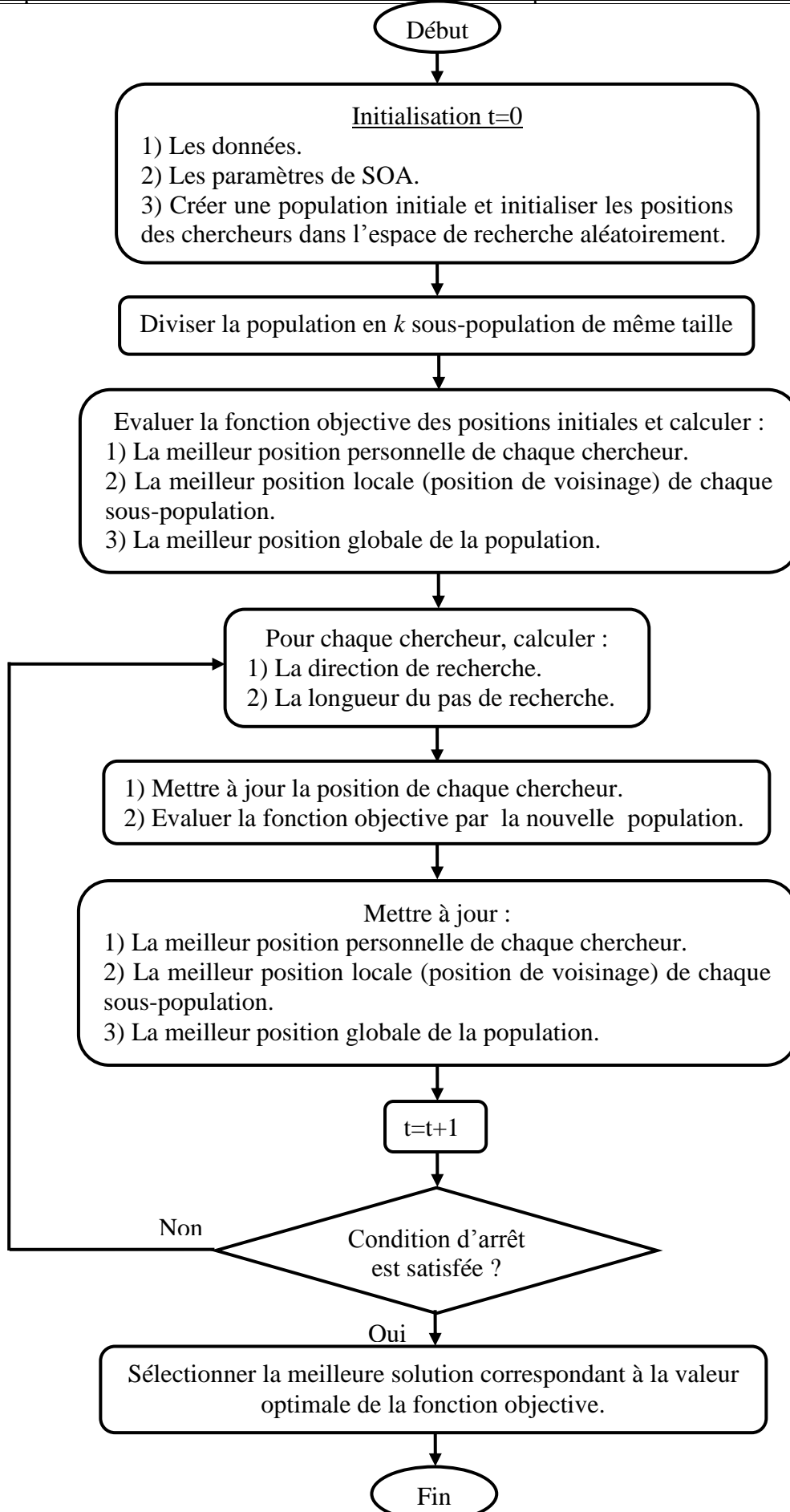


Figure IV.5. Organigramme de la technique SOA.

A2. Direction locale

La direction locale $\overrightarrow{d_{i,L}(t)}$ est calculée à partir de la meilleure position locale $\overrightarrow{L_{i,best}(t)}$ de chaque sous-population. La formule de cette direction est donnée par :

$$\overrightarrow{d_{i,L}(t)} = \overrightarrow{L_{i,best}(t)} - \overrightarrow{x_i(t)} \quad (IV.25)$$

A3. Direction globale

La direction globale $\overrightarrow{d_{i,g}(t)}$ est calculée à partir de la meilleure position globale $\overrightarrow{g_{i,best}(t)}$ de toute la population. La formule de cette direction est donnée par [89]:

$$\overrightarrow{d_{i,g}(t)} = \overrightarrow{g_{i,best}(t)} - \overrightarrow{x_i(t)} \quad (IV.26)$$

A4. Direction proactive

Chaque chercheur a une mémoire qui lui permet d'être proactif pour changer de direction de recherche vers la solution globale basée sur son comportement passé et ses expériences antérieures. La formule de la direction proactive $\overrightarrow{d_{i,pro}(t)}$ est donnée par [126]:

$$\overrightarrow{d_{i,pro}(t)} = \overrightarrow{x_i(t_1)} - \overrightarrow{x_i(t_2)} \quad (IV.27)$$

Tel que :

$$t_1, t_2 \in \{t, t-1, t-2\}$$

$\overrightarrow{x_i(t_1)}$ est meilleur que $\overrightarrow{x_i(t_2)}$.

Selon le jugement rationnel humain, la direction de recherche réelle du $i^{ième}$ chercheur ($\overrightarrow{d_i(t)} = [d_{i1}, d_{i2}, \dots, d_{iD}]$) repose sur un compromis entre les quatre directions précédentes. D'autre part, le $j^{ième}$ élément de la direction de recherche réelle $\overrightarrow{d_i(t)}$ est sélectionné en appliquant la règle de sélection proportionnelle suivante [126]:

$$d_{ij} = \begin{cases} 0, & \text{si } r_j \leq p_j^{(0)} \\ 1, & \text{si } p_j^{(0)} < r_j \leq p_j^{(0)} + p_j^{(1)} \\ -1, & \text{si } p_j^{(0)} + p_j^{(1)} < r_j \leq 1 \end{cases} \quad (IV.28)$$

Tel que :

$i = 1, \dots, s$

$j = 1, \dots, D$

r_j Est un nombre aléatoire uniforme dans $[0, 1]$.

$p_j^{(m)}$ tel que $m \in \{0, 1, -1\}$ est défini comme suit : dans l'ensemble des quatre directions de recherche qui est composé du $j^{ième}$ élément de chacune, soit $num^{(0)}$ est le nombre de « 0 », $num^{(1)}$ le nombre de « 1 » et $num^{(-1)}$ le nombre de « -1 », alors :

$$p_j^{(0)} = \frac{num^{(0)}}{4}; p_j^{(1)} = \frac{num^{(1)}}{4}; p_j^{(-1)} = \frac{num^{(-1)}}{4}$$

B. Longueur du pas de recherche

Il existe souvent dans l'espace de recherche continu une région de voisinage proche d'un point extrême où les valeurs de fitness des variables d'entrée sont proportionnelles à leurs distances par rapport à ce point. La recherche devrait être intensifiée dans cette région qui est susceptible contenant de meilleurs points [127]. De ce fait, du point de vue de la recherche humaine, on peut trouver des solutions presque optimales dans un voisinage plus étroit du point avec une valeur de fitness inférieure et, vice versa, dans un voisinage plus large du point avec une valeur de fitness plus élevée. Le raisonnement sur l'incertitude de la recherche humaine pourrait être décrit par une règle de contrôle simple, comme suit: «Si {la valeur de la fitness est petite} (c'est-à-dire la partie conditionnelle), alors {la longueur du pas est courte} (c.-à-d. la partie action). ». La compréhension et la description linguistique de la recherche humaine font le système flou un bon candidat pour simuler le comportement de recherche par focalisation humaine [126].

Pour concevoir un système flou applicable à une large gamme de problèmes d'optimisation, les valeurs de fitness de tous les chercheurs sont triées par ordre décroissant et converties en numéros de séquence comprise dans l'intervalle $[1, s]$ en tant qu'entrées du système flou avec une fonction d'appartenance linéaire utilisée dans la partie conditionnelle donnée par l'expression suivante [89] :

$$\mu_i = \mu_{max} - \frac{s-i}{s-1}(\mu_{max} - \mu_{min}) \quad (IV.29)$$

Tel que :

μ_i Est la valeur d'appartenance du $i^{ième}$ chercheur.

μ_{max} Est la valeur maximale du degré d'appartenance qui est égale ou légèrement inférieure à 1.

μ_{min} Est la valeur minimale du degré d'appartenance.

I_i Est le nombre de séquence du vecteur de position \vec{x}_i après le triage des valeurs de fitness.

Dans la partie action, la fonction d'appartenance Bell ($\mu(\alpha_{ij})$) est utilisée pour le $j^{ième}$ élément de la longueur du pas de chercheur, tel que :

$$\mu(\alpha_{ij}) = e^{-\left(\frac{\alpha_{ij}^2}{2\delta_j^2}\right)}; i = 1, \dots, s; j = 1, \dots, D \quad (IV.30)$$

Pour cette fonction, les valeurs du degré d'appartenance des variables d'entrée supérieures à $[-3\delta_j, 3\delta_j]$ sont inférieures à la valeur 0,0111 et qui peut être négligés [128]. Le paramètre δ_j est le $j^{ième}$ élément du vecteur $\vec{\delta} = [\delta_1, \dots, \dots, \delta_D]$ qui est donné par [89]:

$$\vec{\delta} = \omega \cdot \text{abs}(\vec{x}_{best} - \vec{x}_{rand}) \quad (IV.31)$$

Tel que :

ω Est un paramètre utilisé pour diminuer la longueur du pas afin d'améliorer la précision de la recherche.

\vec{x}_{best} and \vec{x}_{rand} sont respectivement le meilleur chercheur et un chercheur sélectionné aléatoirement dans la même sous-population à laquelle appartient le $i^{ième}$ chercheur.

Il est important de mentionner que $\vec{x}_{rand} \neq \vec{x}_{best}$, et $\vec{\delta}$ est partagé par tous les chercheurs de la même sous-population. D'autre part, le $j^{ième}$ élément de la longueur du pas du $i^{ième}$ chercheur $\alpha_i = [\alpha_{i1}, \dots, \alpha_{iD}]; i = 1, \dots, s; j = 1, \dots, D$

$$\alpha_{ij} = \delta_j \sqrt{-\log(\text{RAND}(\mu_i, 1))} \quad (IV.32)$$

Tel que la fonction $\text{RAND}(\mu_i, 1)$ génère un nombre aléatoire uniforme dans l'intervalle $[\mu_i, 1]$.

IV.3.2.4. Algorithme du championnat de la ligue (LCA)

En 2009, Ali Husseinzadeh Kashan a introduit une nouvelle technique méta-heuristique appelée « Algorithme du championnat de la ligue » ou bien « League Championship Algorithm » et qui est également appelée aussi par l'abréviation "LCA" pour résoudre les problèmes d'optimisation continus [129]. Cette méthode est inspirée par la compétition des équipes sportives dans une ligue de sport pendant plusieurs semaines et plusieurs saisons.

Un certain nombre d'individus qui représentent des équipes s'affrontent dans une ligue artificielle (population) pendant plusieurs semaines (itérations). Sur la base du programme (calendrier) de la ligue dans chaque semaine, toutes les équipes jouent à deux et le résultat est déterminé en termes de victoire ou de défaite, en fonction de la force du jeu de chaque équipe (valeur de fitness) résultant d'une formation d'équipe particulière (solution). En gardant les expériences de la semaine précédente, chaque équipe élabore les changements requis dans son style de jeu et de formation (génération d'une nouvelle solution) pour le concours de la semaine suivante et le championnat dure plusieurs saisons (critère d'arrêt) [87] [129] [130]. Les étapes principales de la méthode LCA sont résumées dans l'organigramme de la figure (IV.6).

Dans cet algorithme, une formation d'équipe (solution) est représentée par un vecteur de taille $1 \times n$ de nombres réels tel que n est le nombre de paramètres ou de variables du problème. Chaque élément (chaque joueur) représente la valeur de la variable correspondante du problème.

Soit la fonction $f(X = (x_1, x_2, \dots, x_n))$ de n variables qui devrait être optimisée. Une formation d'équipe (une solution potentielle) pour l'équipe i à la semaine t peut être représentée par :

$$X_i^t = (x_{i1}^t, x_{i2}^t, \dots, x_{in}^t) \quad (IV.33)$$

Tel que :

$f(X_i^t)$ Indiquant la valeur de fitness/fonction résultant de X_i^t . Cette valeur s'appelle la force de jeu avec la formation X_i^t .

On désigne la meilleure formation précédemment expérimentée par l'équipe i jusqu'à la semaine t par:

$$B_i^t = (b_{i1}^t, b_{i2}^t, \dots, b_{in}^t) \quad (IV.34)$$

A. Génération d'un calendrier (programme) de la ligue

Cette étape consiste à programmer un calendrier de tous les matchs de chaque saison afin de simuler un environnement de championnat où les équipes s'affrontent. Selon un seul calendrier de tournoi à la ronde, chaque équipe affronte toutes les autres équipes une fois par saison. Par conséquent, pour une ligue de L équipes (L est un nombre pair) il y aura donc $\frac{L(L-1)}{2}$ matches qui peut être joués dans $(L - 1)$ semaines tel que $L/2$ matches se dérouleront

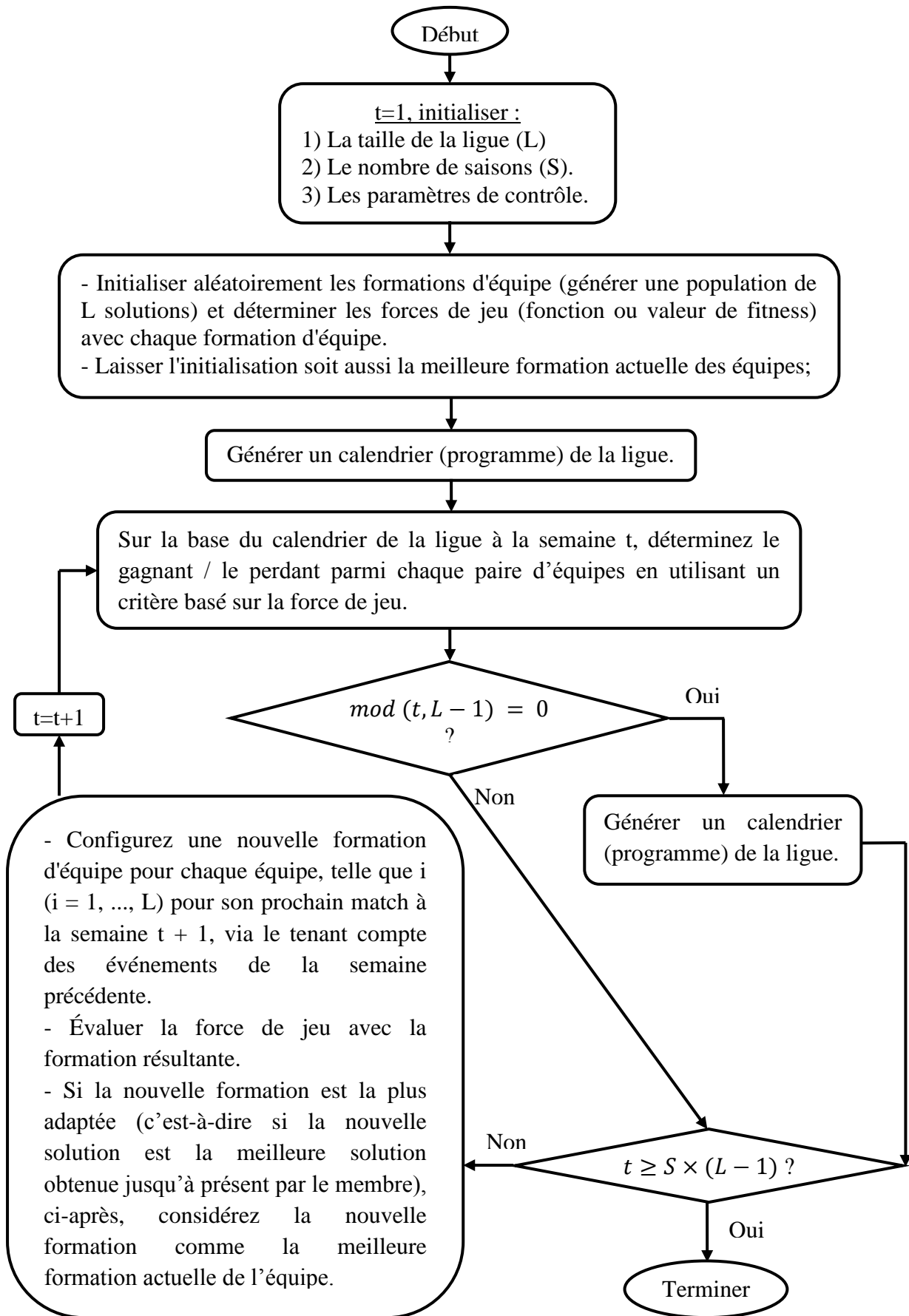


Figure IV.6. Organigramme de la méthode LCA [131].

en parallèle. Dans le cas où L est un nombre impair il y aura donc $\frac{L(L-1)}{2}$ matches qui peuvent être joués dans L semaines avec $(L-1)/2$ matches se dérouleront en parallèle dans chaque semaine tel que chaque équipe n'aura pas de match dans une semaine parmi les L semaines. Ensuite, le championnat continue pour S saisons successifs.

B. Détermination du gagnant/perdant

Pour chaque équipe, le résultat de leur match est déterminé en termes de victoire ou de défaite mais il n'y a pas de match nul. Sur la base du critère de la force de jeu, le résultat pour une équipe après un match est reconnu de manière stochastique, à la condition que chaque équipe peut avoir une chance de victoire proportionnellement à son degré d'ajustement qui est à son tour proportionnel à la force de jeu de l'équipe et se mesure au moyen de la distance avec un point de référence idéal [131] [87].

Considérons l'équipes i (avec sa formation X_i^t , sa force de jeu $f(X_i^t)$ et sa chance de battre l'équipe j p_i^t) joue à la semaine t avec l'équipe j (avec sa formation X_j^t , sa force de jeu $f(X_j^t)$ et sa chance de battre l'équipe i p_j^t). Soit également \hat{f} une valeur idéale (par exemple, une limite inférieure de la valeur optimale). Nous pouvons écrire donc:

$$\frac{f(X_i^t) - \hat{f}}{f(X_j^t) - \hat{f}} = \frac{p_j^t}{p_i^t} \quad (\text{IV.35})$$

Sur la base de la règle idéalisée « La probabilité que l'équipe i bat l'équipe j est supposée égale du point de vue des deux équipes », nous pouvons également écrire:

$$p_i^t + p_j^t = 1 \quad (\text{IV.36})$$

De l'équation (IV.35) et (IV.36) on obtient:

$$p_i^t = \frac{f(X_j^t) - \hat{f}}{f(X_j^t) + f(X_i^t) - 2\hat{f}} \quad (\text{IV.37})$$

Pour déterminer le gagnant ou le perdant, un nombre aléatoire dans l'intervalle $[0,1]$ est généré et s'il est inférieur ou égal à p_i^t , l'équipe i gagne et l'équipe j perd; sinon j gagne et i perd [131].

IV.4. Application 4 : Application de la méthode LCA pour la minimisation de l'émission des gaz polluants en présence du système FACTS

Dans cette application, la méthode d'optimisation méta-heuristique LCA étudiée dans la section précédente est proposée pour la minimisation de l'émission des gaz polluants de l'environnement causée par des unités thermiques à combustible fossile. De plus, notre contribution réside dans l'application de la méthode LCA proposée pour la minimisation de l'émission des gaz polluants, des pertes actives ainsi que le coût de consommation des carburants en présence du dispositif STATCOM. La méthode d'optimisation ainsi que le dispositif STATCOM proposés sont appliqués au réseau standard IEEE 30-bus.

IV.4.1. Formulation du problème

Depuis plusieurs années, l'émission des gaz d'oxyde d'azote (NO_x) (Nitrogen Oxide), oxydes de soufre (SO_x) (Sulphur Oxide) et dioxyde de carbone (CO₂) (Carbon dioxide) à partir des centrales et des unités de production thermique sont considérées parmi les principaux contaminants de l'environnement et les plus dommageables pour tous les organismes vivants [132]. Par conséquent, la minimisation de l'émission de ces gaz toxiques est devenue l'une des principales priorités des ingénieurs et des entreprises d'électricité.

La fonction objective pour la minimisation de l'émission totale peut être exprimée par l'équation suivante [132] [133]:

$$J(x, u) = \left(\sum_{i=1}^{NG} \alpha_i + \beta_i P_{G_i} + \gamma_i P_{G_i}^2 \right) + \left(\omega_i e^{\left(\mu_i P_{G_i} \right)} \right) + Penalty \quad (IV.38)$$

Tel que :

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, \omega_i$ et μ_i sont les coefficients des caractéristiques d'émission du $i^{ème}$ générateur.

D'autre part, le coût d'émission peut être obtenu par :

$$Cost_{emission} = J_{emission} * F_C \quad (IV.39)$$

Tel que :

$J_{emission}$ Est l'émission totale en Ton/hr .

F_C Est le facteur de coût d'émission considéré $F_C = 550.66 \text{ \$/Ton}$.

Par conséquent, le coût total est la somme du coût de production et le coût d'émission :

$$Cost_{total} = Cost_{prod} + Cost_{emission} \quad (IV.40)$$

IV.4.2. Résultats obtenus

Le réseau de test standard IEEE-30-bus utilisé dans cette application comprend six (06) générateurs aux jeux de barres : 1, 2, 5, 8, 11 et 13, quarante et une (41) lignes de transmission, quatre (04) transformateurs aux lignes : (6-9), (6-10), (4-12) et (28-27), neuf compensateurs VAR (éléments shunts) aux jeux de barres : 10, 12, 15, 17, 20, 21, 23, 24 et 29 et 21 charges.

Le schéma unifilaire du réseau de test standard IEEE-30-bus est illustré dans la figure (C.1) de l'annexe C. Les données : des lignes, des jeux de barres, des charges, des générateurs et des limites minimale et maximale des variables de contrôle sont données dans l'annexe C (C.2).

Il convient de noter que les paramètres du STATCOM utilisé sont les mêmes que celles utilisées dans les applications 2 et 3 du chapitre précédent. De plus, la modélisation du STATCOM est déjà étudiée dans l'application 2 du chapitre III.

D'autre part et après plusieurs test, les paramètres ajustables de la méthode LCA utilisée dans cette application sont données au tableau suivant :

Tableau IV.1. Paramètres utilisées dans la méthode LCA.

Paramètre	Valeur
Taille de la ligue (Taille de la population) (L)	16
Nombre de saisons (S)	500
Type de formation	2
Limite inférieure du coefficient de recul ($C1_L$)	0
Limite supérieure du coefficient de recul ($C1_U$)	2
Limite inférieure du coefficient d'approche ($C2_L$)	0
Limite inférieure du coefficient d'approche ($C2_U$)	2
Probabilité de succès (P_C)	0.9999
Taux décroissant (α)	1

Il est à noter que lorsque la valeur du type de formation égale à 1, ça signifie que la nouvelle formation est basée sur les événements de la semaine précédente, tandis que lorsqu'elle égale à 2 signifie la nouvelle formation est basée sur les meilleures formations.

Les résultats optimaux du niveau d'émission, coût de production, cout de l'émission, pertes actives P_{loss} , ...etc. obtenus par la méthode LCA proposée, ainsi que les résultats obtenus dans certaines références dans la littérature par d'autres méthodes sont indiqués dans le tableau (IV.2) suivant :

Tableau IV.2. Comparaison des résultats de simulation pour la minimisation de l'émission dans le système de test IEEE 30-bus.

Variable	Avec LCA proposée	Avec FA [132]	Avec PSO [134]
P_{G_1} (MW)	68.216	68.262	-
P_{G_2} (MW)	71.046	71.083	-
P_{G_5} (MW)	50.000	50.000	-
P_{G_8} (MW)	35.000	35.000	-
$P_{G_{11}}$ (MW)	30.000	30.000	-
$P_{G_{13}}$ (MW)	32.853	32.868	-
Coût de production (\$/hr)	934.761	935.150	935.27
Emission (Ton/hr)	0.216	0.217	0.217
Coût d'émission (\$/hr)	118.942	-	-
Coût total (\$/hr)	1053.703	1054.973	1055.1
P_{loss} (MW)	3.716	3.814	3.891

En premier lieu, d'après ce tableau on constate que toutes les puissances actives générées par les six générateurs du système sont toutes dans leurs limites admissibles. De plus, ils sont généralement proches aux celles de la méthode de l'algorithme de luciole FA (Firefly Algorithm).

La comparaison des résultats obtenus par la méthode LCA proposée avec les deux méthodes FA et PSO trouvées dans [132] et [134] montre que notre algorithme du championnat de la ligue LCA donne des meilleurs résultats.

D'autre part, il apparait clairement que toutes les valeurs optimales (émission, coût, ...etc.) obtenues par notre approche LCA sont plus minimisées que celles obtenues par les deux autres techniques FA et PSO. Le niveau d'émission est réduit de 0.217 Ton/hr avec FA et PSO à 0.216 Ton/hr avec LCA. De plus le coût total (coût de production et d'émission) est

réduit de 1.27 \$/hr par rapport au coût obtenu par FA, et de 1.397 \$/hr par rapport au coût obtenu par PSO. Ainsi, les pertes actives totales sont réduites de 3.814 MW par FA et 3.891 MW par PSO à 3.716 MW par notre technique LCA proposée.

Par conséquent, l'obtention des valeurs optimales plus réduites ainsi que des variables de contrôle (puissances actives générées par les six générateurs) dans leurs limites admissibles montrent l'efficacité et la robustesse de la méthode proposée.

D'autre part, les résultats optimaux du niveau d'émission, coût de production, coût de l'émission, coût total et pertes actives P_{loss} obtenus par la méthode LCA sans et en présence du STATCOM sont organisés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.3. Comparaison des résultats optimaux obtenus par LCA sans et en présence du STATCOM.

Variable	LCA sans FACTS	LCA avec STATCOM
Coût de production (\$/hr)	934.761	933.614
Emission (Ton/hr)	0.216	0.216
Coût d'émission (\$/hr)	118.942	118.939
Coût total (\$/hr)	1053.703	1052.553
P_{loss} (MW)	3.716	3.587
Emplacement optimal	-	26

D'après ce tableau, le processus de recherche en utilisant la méthode d'optimisation LCA indique que l'emplacement optimal du dispositif STATCOM est le jeu de barre N° 26 pour la fonction objective considérée (minimisation du niveau d'émission).

D'autre part, on constate que les résultats obtenus en présence du dispositif STATCOM installé dans son emplacement optimal (jeu de barre N° 26) sont bien améliorés par rapport aux résultats sans FACTS. Le coût total (de production et d'émission) est réduit de 1053.703 \$/hr sans FACTS à 1052.553 \$/hr avec STATCOM. De plus, les pertes actives totales sont minimisées d'environ de 3.5% en présence du STATCOM, ce qui montre l'efficacité et l'importance de l'installation du dispositif proposé pour l'amélioration de l'écoulement des puissances dans les réseaux électriques ainsi que la minimisation des coûts totaux.

IV.5. Conclusion

Dans ce chapitre, on a tout d'abord clarifié les termes de base couramment utilisés dans le domaine d'amélioration (d'optimisation) du transit des puissances sur les réseaux électriques (concept de l'optimisation, fonction objective, variables d'état, variables de contrôle, les contraintes, ...etc.) ainsi que la formulation mathématique du problème d'optimisation. Ensuite, on a présenté en détail les différentes méthodes d'optimisation qui sont distinguées en deux grandes catégories principales (déterministes et méta-heuristiques) selon le mode de recherche de l'optimum.

Plusieurs méthodes déterministes telles que: méthode du gradient, méthode de Newton, méthode du point intérieur, ...etc. ont été expliquées dans ce chapitre. Ces méthodes classiques conduisent toujours au même résultat final pour une solution initiale donnée et elles convergent vers un optimum dépendant uniquement du point de départ qu'il soit local ou global.

D'autre part, on a présenté et expliqué en détail les plus célèbres méthodes méta-heuristiques (Algorithme génétique GA, méthode d'optimisation par essaim de particule PSO), ainsi que les nouvelles méthodes apparues dans les dernières années (Algorithme d'optimisation de chercheur SOA, Algorithme du championnat de la ligue LCA). Ces méthodes sont caractérisées par leur efficacité et robustesse ainsi que par leur capacité à trouver rapidement l'optimalité globale d'un plus grand espace de solutions et elles surmontent d'une façon grandiose les inconvénients trouvés dans les méthodes conventionnelles (déterministes).

A la fin de ce chapitre, on a présenté notre contribution qui consiste à l'application de la nouvelle technique méta-heuristique LCA pour la minimisation de l'émission des gaz polluants en présence du dispositif STATCOM.

Dans le chapitre suivant, on va présenter et interpréter en détail les résultats des différents tests d'application étudiés pour l'amélioration de l'écoulement des puissances dans les réseaux électriques à travers les systèmes FACTS.

Chapitre V

Applications et résultats de simulations-validation

Chapitre V : Applications et résultats de simulations-validation

V.1. Introduction

L'augmentation rapide des charges dans le monde entier a rendu les réseaux électriques de plus en plus complexes et difficiles à exploiter à proximité de ses capacités. Cela a conduit à de nombreux problèmes tels que l'effondrement de la tension et les pertes d'énergie. Par conséquent, les systèmes de transmission de courant alternatif flexibles (FACTS) sont considérés comme la meilleure solution pour résoudre ces problèmes.

Ce cinquième chapitre comprend les 4 applications (application 5, 6, 7 et 8) suivantes :

- ❶ Application 5 : Test d'OPF avec l'utilisation de l'indice L_{KG} ;
- ❷ Application 6 : Identification et classement des jeux de barres les plus faibles ;
- ❸ Application 7 : Recherche de l'emplacement optimal du dispositif SVC basé sur les jeux de barres les plus faibles;
- ❹ Application 8 : Recherche du nombre, de l'emplacement et du réglage optimaux du dispositif UPFC.

Il est à noter que les trois premières applications (5, 6 et 7) sont liées entre eux dont l'objectif final est de trouver l'emplacement optimal du dispositif SVC (troisième application : application 7) avec l'utilisation de l'algorithme d'optimisation par essais de particules (PSO) appliqué au réseau standard IEEE 30-bus. Pour atteindre cet objectif on propose d'abord l'identification et le classement des jeux de barres les plus faible du système étudié (deuxième application : application 6) afin de faciliter le fonctionnement du processus de recherche de l'emplacement optimal des sources de puissance réactive d'une façon générale et de l'emplacement optimal des dispositifs FACTS d'une façon particulière (c'est cette dernière qui représente notre intérêt cruciale dans la recherche de l'emplacement optimal du dispositif SVC) en utilisant l'indice de stabilité de tension de «Kessel et Glavitch» (L_{KG}).

Afin de garantir la précision des résultats de la deuxième application (application 6) il est également nécessaire de tester l'écoulement de puissance optimal du système étudié en utilisant l'indice de stabilité de tension proposé pour certaines fonctions objectives (première application : application 5). Mais, avant tout, il est nécessaire de commencer ce chapitre par la formulation mathématique de cet indice.

La recherche du nombre, de l'emplacement et du réglage optimaux du dispositif UPFC afin d'améliorer le profil de tension et de réduire les pertes totales dans le système de test standard IEEE-14-bus en utilisant l'algorithme génétique (GA) représente la quatrième application de ce chapitre (application 8) commencée par une modélisation mathématique de ce dispositif.

Les résultats obtenus dans les quatre applications ont été comparés aux d'autres travaux de renommés existants (qui s'inscrivent dans ce domaine de recherche) rapportés dans la littérature.

V.2. Formulation mathématique de l'indice de stabilité de tension de «Kessel et Glavitch» (L_{KG})

La stabilité de tension peut être décrite comme la capacité d'un système de puissance à conserver la tension constante et acceptable pour chaque nœud (jeu de barre) sous des conditions de fonctionnement nominales, après des modifications de la configuration du système, après une augmentation de la charge ou lorsque le système est soumis à une perturbation. Les variables de contrôle non optimisées peuvent conduire à une réduction de tension progressive et incontrôlable ainsi qu'ils peuvent entraîner un effondrement total de la tension. En conséquence, la stabilité de tension est devenue un gros problème pour les services publics d'électricité et elle attire l'attention jour après jour [90] [98] [121].

Plusieurs méthodes ont été utilisées pour évaluer la marge de stabilité de la tension dans les systèmes électriques, notamment l'indice de stabilité de la tension développé par Kessel et Glavitch (L_{KG}) basé sur la faisabilité des équations de l'écoulement de puissance pour chaque nœud.

La figure (V.1) représente un modèle simplifié d'une ligne à deux nœuds, où le nœud 1 est supposé être un nœud de charge, tandis que le nœud 2 est un nœud de génération.

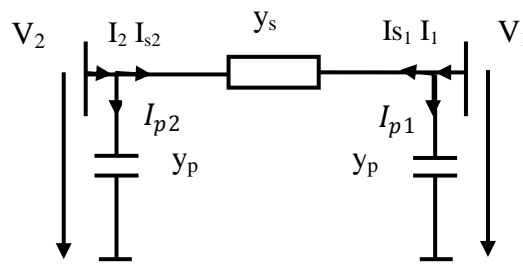


Figure V.1. Modèle simplifié d'une ligne à deux nœuds.

En utilisant les lois de Kirchhoff, nous aurons:

Les courants I_1 et I_2 sont divisés en deux parties: les courants série (I_{s1} et I_{s2}) et les courants parallèles (I_{p1} et I_{p2}).

$$\begin{cases} I_1 = I_{s1} + I_{p1} \\ I_2 = I_{s2} + I_{p2} \end{cases} \quad (\text{V.1})$$

Avec:

$$\begin{cases} I_{s1} = \frac{(V_1 - V_2)}{Z_s} = y_s (V_1 - V_2) \\ I_{s2} = \frac{(V_2 - V_1)}{Z_s} = y_s (V_2 - V_1) \end{cases} \quad (\text{V.2})$$

Et

$$\begin{cases} I_{p1} = \frac{V_1}{Z_p} = y_p V_1 \\ I_{p2} = \frac{V_2}{Z_p} = y_p V_2 \end{cases} \quad (\text{V.3})$$

Alors:

$$\begin{aligned} \begin{cases} I_1 = y_s (V_1 - V_2) + y_p V_1 \\ I_2 = y_s (V_2 - V_1) + y_p V_2 \end{cases} &\Leftrightarrow \begin{cases} I_1 = (y_s + y_p) V_1 - y_s V_2 \\ I_2 = -y_s V_1 + (y_s + y_p) V_2 \end{cases} \\ &\Leftrightarrow \begin{cases} I_1 = Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 \\ I_2 = Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2 \end{cases} \end{aligned} \quad (\text{V.4})$$

Avec:

$$Y_{11} = Y_{22} = (y_s + y_p)$$

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

Le nœud 1 peut être décrit comme suit:

$$Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 = I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} \quad (\text{V.5})$$

$Y_{11}, Y_{12}, Y_{21}, Y_{22}$ Sont les éléments de la matrice d'admittance [Y].

De l'équation précédente on obtient:

$$S_1 = V_1 \cdot I_1^* \quad (\text{V.6})$$

Telles que:

S_1^*, V_1^*, I_1^* Sont les conjugué complexes de S_1, V_1 et I_1 respectivement.

Encore une fois, à partir de l'équation (V.5), on obtient:

$$S_1^* = Y_{11} V_1 V_1^* + Y_{12} V_2 V_1^* = Y_{11} \overline{V_1^2} + Y_{12} V_2 V_1^* \quad (\text{V.7})$$

En divisant les deux extrémités de cette équation par Y_{11} , on obtient:

$$\frac{S_1^*}{Y_{11}} = \frac{Y_{11} \overline{V_1^2}}{Y_{11}} + \frac{Y_{12} V_2 V_1^*}{Y_{11}}$$

$$\Leftrightarrow \frac{S_1^*}{Y_{11}} = \overline{V_1^2} + \frac{Y_{12}}{Y_{11}} V_2 V_1^* = \frac{(P_1 + jQ_1)^*}{Y_{11}} = a_1 + jb_1 \quad (\text{V.8})$$

Où:

a_1 & b_1 Sont les composants réels et imaginaires respectivement.

En remplaçant $\frac{Y_{12}}{Y_{11}} V_2$ par V_0 , l'équation (V.8) peut être donnée par la forme suivante:

$$\overline{V_1^2} + V_0 V_1^* - (a_1 + jb_1) = 0 \quad (\text{V.9})$$

Tel que:

$\overline{V_1^2}$ Est le module du grandeur complexe V_1^2 .

La résolution analytique de l'équation quadratique (V.9) de l'inconnu $\overline{V_1}$ donne deux solutions distinctes:

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{V_1} = \sqrt{\frac{\overline{V_0^2}}{2} + a_1 + \sqrt{\frac{\overline{V_0^4}}{4} + a_1 \overline{V_0^2} - b_1^2}} \\ \text{et} \\ \overline{V_1} = \sqrt{\frac{\overline{V_0^2}}{2} + a_1 - \sqrt{\frac{\overline{V_0^4}}{4} + a_1 \overline{V_0^2} - b_1^2}} \end{array} \right. \quad (\text{V.10})$$

L'équation (V.8) peut être écrite sous la forme de l'équation (V.11) comme suit:

$$\begin{aligned} S_1^* &= \overline{V_1^2} Y_{11} + V_0 V_1^* Y_{11} \\ \Rightarrow |S_1 - Y_{11}^* \overline{V_1^2}| &= \overline{V_0} \overline{V_1} \overline{Y_{11}} \end{aligned} \quad (\text{V.11})$$

Géométriquement, cette forme indique que tous les états ayant une amplitude constante $\overline{V_1}$ sont situés sur des cercles dans le plan complexe S_1 . Où $Y_{11}^* \overline{V_1^2}$ représente le centre du cercle alors que $\overline{V_0} \overline{V_1} \overline{Y_{11}}$ représente le rayon [135].

Dans [135], Kessel et Glavitch donne un exemple numérique à travers lequel ils trouvent que lorsque $\overline{V_1}$ varie dans l'intervalle $[0 + \infty [$, l'union d'un ensemble de cercles produits forme l'espace d'état faisable dans le plan complexe S_1 , et la ligne de démarcation de cet espace représente la limite de stabilité du système à deux nœuds considéré, où en dehors de cette limite aucune solution n'est possible. D'autre part, ils montrent qu'à la ligne de démarcation

les deux solutions de l'équation (V.10) doivent coïncider. Par conséquent, cela signifie que le discriminant $\Delta = 0$, c.à.d:

$$\mp \sqrt{\frac{V_0^4}{4} + a_1 \overline{V_0^2} - b_1^2} = 0 \quad (\text{V.12})$$

Par conséquent, il existe exactement une seule solution:

$$\overline{V_1} = \sqrt{\frac{V_0^2}{2} + a_1} \quad (\text{V.13})$$

L'équation (V.9) peut être écrite sous la forme suivante:

$$\overline{V_1^2} + V_0 V_1^* = \overline{V_1^2} + \overline{V_0} \overline{V_1} e^{j(\delta_0 - \delta_1)} = a_1 + j b_1 \quad (\text{V.14})$$

Tel que:

δ_0 et δ_1 Indiquent les angles des grandeurs complexes V_0 et V_1^* respectivement.

La séparation de cette équation en parties réelles et imaginaires donne:

$$\begin{cases} \overline{V_1^2} + \overline{V_0} \overline{V_1} \cos(\alpha) = a_1 \dots \text{partie réelle} \\ \overline{V_0} \overline{V_1} \sin(\alpha) = b_1 \dots \text{partie imaginaire} \end{cases} \quad (\text{V.15})$$

Tel que: $\alpha = \delta_0 - \delta_1$

En remplaçant l'équivalent de a_1 de l'équation (V.15) dans l'équation (13), cette dernière peut s'écrire comme suit:

$$\begin{aligned} \overline{V_1} &= \sqrt{\frac{V_0^2}{2} + \overline{V_1^2} + \overline{V_0} \overline{V_1} \cos(\alpha)} \Rightarrow \overline{V_0} \overline{V_1} \cos(\alpha) = \frac{-\overline{V_0^2}}{2} \\ &\Leftrightarrow \frac{\overline{V_1} \cos(\alpha)}{\overline{V_0}} = \frac{-\overline{V_0}}{2\overline{V_0}} = \frac{-1}{2} \end{aligned}$$

Donc:

$$\text{Re} \left[\frac{V_1}{V_0} \right] = \frac{-1}{2} \quad (\text{V.16})$$

De l'équation (V.11):

$$\begin{aligned} |S_1 - Y_{11}^* \overline{V_1^2}| &= \overline{V_0} \overline{V_1} \overline{Y_{11}} \Rightarrow |S_1| = |Y_{11}^* \overline{V_1^2}| + \overline{V_0} \overline{V_1} \overline{Y_{11}} \\ &\Leftrightarrow |S_1| = |Y_{11}^* \overline{V_1^2}| \left(1 + \frac{V_0}{V_1}\right) \\ &\Leftrightarrow \left| \frac{S_1}{Y_{11}^* \overline{V_1^2}} \right| = \left| 1 + \frac{V_0}{V_1} \right| \end{aligned} \quad (\text{V.17})$$

De l'équation (V.16):

$$\frac{V_1}{V_0} = \frac{-1}{2} \Rightarrow \frac{V_0}{V_1} = -2 \Rightarrow \left| 1 + \frac{V_0}{V_1} \right| = |1 - 2| = 1$$

Donc:

$$\left| 1 + \frac{V_0}{V_1} \right| = \left| \frac{S_1}{Y_{11}^* V_1^2} \right| = 1 \quad (\text{V.18})$$

Kessel et Glavitch ont utilisé cette relation pour définir un indicateur local L situé dans l'intervalle $[0 \ 1]$ afin d'évaluer la stabilité de tension d'un système de puissance:

$$L = \left| 1 + \frac{V_0}{V_1} \right| \quad (\text{V.19})$$

Pour le cas pratique, le système précédent doit être étendu à un système de n nœuds, alors l'indicateur local donné en (V.19) peut être généralisé et il est donc défini pour le $j^{ième}$ jeu de barre pour être (L_j) comme suit:

De l'équation (V.19) :

$$L = \left| 1 + \frac{V_0}{V_1} \right| = \left| 1 + \frac{Y_{12} V_2}{Y_{11} V_1} \right|$$

Pour rappeler, 1 est un jeu de barre PQ tandis que 2 est un jeu de barre PV.

Pour n jeux de barres et avec n_{PV} et n_{PQ} sont le nombre des jeux de barres PV et le nombre des jeux de barres de charge respectivement, l'indicateur local devient:

$$L_j = \left| 1 + \sum_{i=1}^{n_{PV}} F_{ji} \frac{V_i}{V_j} \right|; j = 1, \dots, n_{PQ} \quad (\text{V.20})$$

Tel que:

$$F_{ji} = [H]^{-1}[N] \quad (\text{V.21})$$

Où $[H]$ et $[N]$ sont les sous-matrices de la matrice d'admittance $[Y]$ obtenues après avoir séparé les paramètres des jeux de barres PV et PQ comme suit:

$$\begin{bmatrix} I_{PQ} \\ I_{PV} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{PQ} \\ V_{PV} \end{bmatrix} \quad (\text{V.22})$$

Par conséquent, l'indicateur global basé sur les indicateurs locaux L_j du système de n jeux de barres est donné par:

$$L_{KG} = \text{Max}(L_j) = \text{Max} \left(\left| 1 + \sum_{i=1}^{n_{PV}} F_{ji} \frac{V_i}{V_j} \right| \right); j = 1, \dots, n_{PQ} \quad (\text{V.23})$$

La proximité de la condition d'effondrement de tension du jeu de barre j est indiquée par cet indice qui varie entre deux points: 0 indique qu'il n'y a pas de charge et 1 signifie le point d'effondrement de la tension [90].

V.3. Application 5 : Test d'OPF avec l'utilisation de l'indice L_{KG}

Afin de garantir la précision des résultats d'identification des jeux de barres les plus faibles, il est tout d'abord nécessaire de tester l'écoulement de puissance optimal du système étudié en utilisant l'indice de stabilité de tension proposé pour certaines fonctions objectives.

La technique PSO a été implémentée dans un programme développé écrit dans l'environnement MATLAB, avec les paramètres ajustables suivants:

Tableau V.1. Paramètres utilisés dans la méthode PSO.

Paramètre	Nombre des particules (N_p)	Nombre d'itérations ($iter_{max}$)	Fonction de pondération (w)	Facteur de pondération 1 (cognition) (c_1)	Facteur de pondération 2 (comportement social) (c_2)
Valeur	40	500	-0.1618	1.8903	2.1225

Il est important de noter que la procédure de recherche sera terminée si l'une ou les deux conditions suivantes sont atteints:

- ❶ Nombre d'itérations comptés depuis le dernier changement de la meilleure position est supérieur à 50 ;
- ❷ Nombre d'itérations est supérieur au nombre d'itération maximal $iter_{max}$ (c.à.d. nombre d'itérations>500).

Dans cette application, la technique PSO et l'indice de stabilité de tension proposé L_{KG} sont appliqués au réseau standard IEEE-30-bus pour différents objectifs (améliorer le profil de tension, réduire le coût de consommation du carburant, ...etc.).

Rappelons que le réseau de test standard IEEE-30-bus comprend six (06) générateurs aux jeux de barres : 1, 2, 5, 8, 11 et 13, quarante et une (41) lignes de transmission, quatre (04) transformateurs aux lignes : (6-9), (6-10), (4-12) et (28-27), neuf compensateurs VAR (éléments shunts) aux jeux de barres : 10, 12, 15, 17, 20, 21, 23, 24 et 29 et 21 charges.

Le schéma unifilaire du réseau de test standard IEEE-30-bus est illustré dans la figure (C.1) de l'annexe C. Les données : des lignes, des jeux de barres, des charges, des générateurs et des limites minimale et maximale des variables de contrôle sont données dans l'annexe C.

V.3.1. Cas (1): Amélioration du profil de tension et minimisation du coût de consommation des carburants

Dans ce cas, une fonction bi-objective est considérée pour minimiser le coût de consommation des carburants et améliorer le profil de tension en minimisant l'écart de tension (VD) (Voltage Deviation) de tous les jeux de barres de charge par rapport à la valeur de référence 1,00 pu. La fonction objective dans ce cas peut être définie comme suit:

$$J(x, u) = \left(\sum_{i=1}^{NG} a_i + b_i P_{G_i} + c_i P_{G_i}^2 \right) + w \sum_{i=1}^{NL} |V_i - 1| \quad (V.24)$$

Tel que :

a_i, b_i et c_i Sont respectivement : le coefficient de coût de base, le coefficient de coût linéaire et le coefficient de coût quadratique du $i^{\text{ème}}$ générateur du système électrique. Ces coefficients sont déjà donnés dans le tableau (C.5) de l'annexe C.

w Est un facteur de pondération à sélectionner avec soin par l'utilisateur. Après plusieurs expériences dans notre étude, on a fixé $w = 100$.

Les variations du coût total du carburant et des écarts de tension sont présentées dans la figure (V.2) suivante :

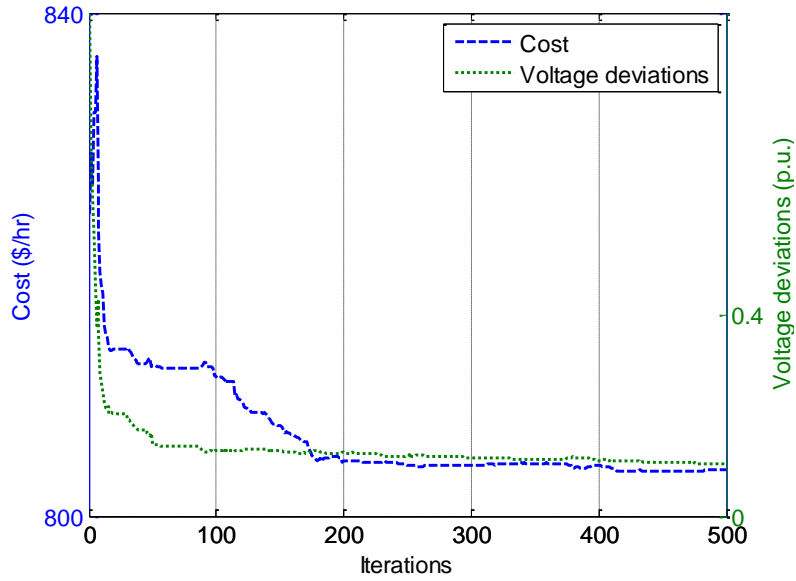


Figure V.2. Variations du coût total de consommation des carburants et des écarts de tension.

Les valeurs optimales du coût, pertes actives P_{loss} , déviation de tension et L_{KG} pour ce cas et de celles obtenues dans certaines références dans la littérature sont indiquées dans le tableau (V.2) suivant :

Tableau V.2. Valeurs optimales du cas (1).

	Cas 0 initiale	Cas 1 obtenu par notre procédure de recherche	Ref [121] PSO avec L_{index}	Ref [90] TLBO avec L_{index}
Coût (\$/h)	901.2609	803.7249	806.38	803.7871
P_{loss} (MW)	5.5713	9.9298	Indisponible	9.8641
VD (pu)	0.8603	0.1019	0.0891	0.0945
L_{KG}	0.1685	0.1381	0.1392	0.1369

Quantitativement, dans ce cas le coût total de consommation du combustible, et l'écart de tension obtenus sont respectivement : 803,7249 \$/h et 0,1019 p.u comparés au 901,2609 \$/h et 0,8603 p.u pour le cas initial. De ce fait, le coût de consommation des carburants a été réduit d'environ de 10,82% et le profil de tension a été considérablement amélioré de 88,15%. D'autre part, notre résultats obtenus pour ce cas sont très proches aux résultats données dans [90] et [121] ce qui valide la performance de notre procédure de calcul.

V.3.2. Cas (2): Amélioration de la stabilité de tension et minimisation du coût de consommation des carburants

L'indice de stabilité de tension indique à quel point le fonctionnement d'un nœud spécifique dans un réseau électrique est proche au point de chute de tension [136]. Dans cette section l'indice de stabilité de tension de "Kessel et Glavitch" L_{KG} est utilisé pour évaluer la marge de stabilité de tension dans le réseau test standard IEEE 30-bus. Dans ce cas, une fonction bi-objective est considérée pour minimiser le coût total des carburants et améliorer la stabilité de tension. Par conséquent, la fonction objective considérée peut être exprimée comme suit:

$$J(x, u) = \left(\sum_{i=1}^{NG} a_i + b_i P_{G_i} + c_i P_{G_i}^2 \right) + w L_{KG} \quad (V.25)$$

Dans ce cas, le facteur de pondération w est fixé à 6000 après plusieurs expériences.

Les valeurs optimaux du coût, pertes actives P_{loss} , déviation de tension VD et L_{KG} pour ce cas et de ceux obtenus dans certaines références dans la littérature sont indiqués dans le tableau (V.3) suivant :

Tableau V.3. Valeurs optimales du cas (2).

	Cas 0 initiale	Cas 2 obtenu par notre procédure de recherche	Ref [121] PSO avec L_{index}	Ref [90] TLBO avec L_{index}
Cost (\$/h)	901.2609	804.1118	801.16	799.9780
P_{loss} (MW)	5.5713	7.8233	Indisponible	8.76393
VD (pu)	0.8603	2.1131	0.9607	2.14708
L_{KG}	0.1685	0.1139	0.1246	0.11311

D'après le tableau (V.3) ci-dessus, il apparaît clairement que la valeur de L_{KG} est fortement diminuée dans ce cas par rapport aux cas précédents ce qui indique l'amélioration de la stabilité de tension du système étudié. Les pourcentages de réduction sont organisés dans le tableau (V.4). Par conséquent, le système a été éloigné du point d'effondrement de la tension.

Tableau V.4. Pourcentages de réduction du cas (2).

Cas 2 comparé au:	Réduction (%)
Cas 0	32.40
Cas 1	17.52

La figure (V.3) illustre les variations du coût de consommation des carburants et de l'indice de stabilité de tension par itérations.

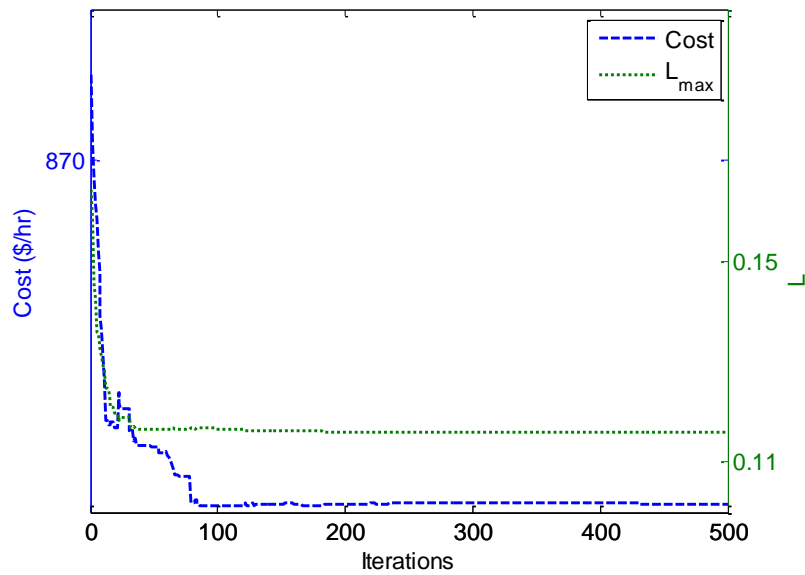


Figure V.3. Variations du coût de consommation des carburants et de l'indice de stabilité de tension pour le cas (2).

D'autre part, et d'après les tableaux (V.2) et (V.3), il apparaît clairement que toutes les valeurs obtenues sont très proches aux celles trouvées dans la littérature (références utilisés) ce qui valide notre test d'optimisation d'écoulement de puissance en utilisant la méthode PSO et en présence de l'indice L_{KG} .

V.4. Application 6 : Identification et classement des jeux de barres les plus faibles

L'identification et le classement des jeux de barres les plus faibles du système électrique est une nécessité de grande importance en vue de la possibilité de faciliter grandement le processus de recherche de l'emplacement optimale des sources Var d'une façon générale et des dispositifs FACTS d'une façon particulière (c'est cette dernière qui représente notre intérêt cruciale) et de réduire la durée d'exécution de ces types d'algorithmes complexes.

Dans cette application, l'indice de stabilité de tension de « Kessel et Glavitch» (L_{KG}) déjà expliqué dans la section (V.2) est également utilisé dans cette section pour identifier et classer les jeux de barres les plus faibles du réseau test standard IEEE-30-bus.

L'optimisation de l'indice de stabilité de tension L_{KG} est incluse dans la fonction d'objective globale exprimée comme suit:

$$J(x, u) = \left(\sum_{i=1}^{NG} a_i + b_i P_{G_i} + c_i P_{G_i}^2 \right) + \left(\sum_{k=1}^{nl} P_{g_k} - \sum_{k=1}^{nl} P_{d_k} \right) + w L_{max} \quad (V.26)$$

D'autre part, la technique PSO est également appliquée pour atteindre la fonction objective de l'équation (V.26) sous la condition d'une charge élevée (période de pointe) (peak period). La courbe de charge horaire du réseau test IEEE-30-bus est illustrée dans la figure (V.4) suivante :

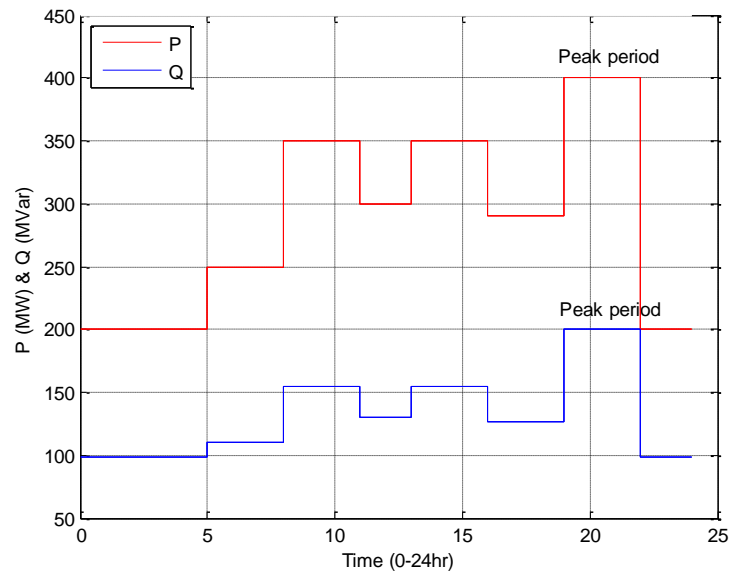


Figure V.4. Courbe de la charge horaire du réseau test IEEE-30-bus [137].

Comme il est montré dans la figure (V.5), l'indice de stabilité local L_j dans la condition de charge élevée ($P_d = 400$ MW et $Q_d = 200$ MVar) est augmenté pour chaque jeu de barre du système où la valeur la plus élevée est remarqué au jeu de barre PQ N° 24, c.à.d. le jeu de barre N° 30 dans le système complet, avec $L_{30} = L_{KG} = 0,1739$.

D'autre part, le classement des jeux de barres les plus faibles du système dans la condition de forte charge avec l'utilisation de l'indice L_{KG} proposé, et avec d'autres indices obtenus dans la littérature, est présenté dans le tableau (V.5).

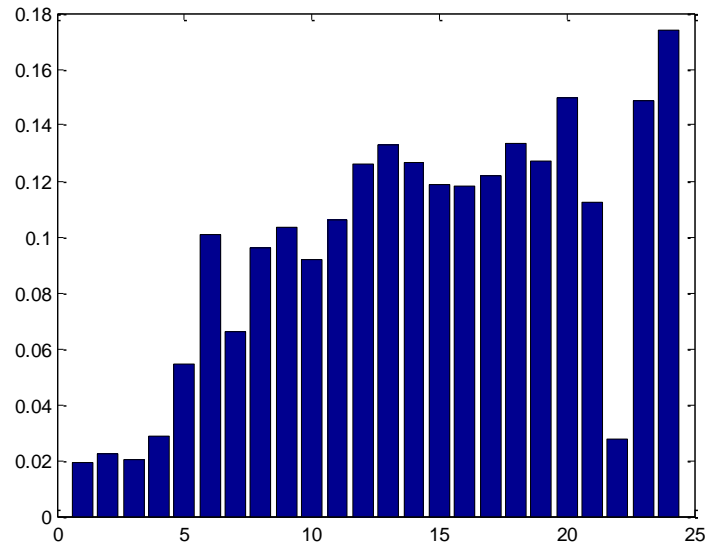


Figure V.5. Indice L_{KG} dans la condition de charge élevée du réseau test IEEE-30-bus.

Tableau V.5. Classement des jeux de barres les plus faibles sous la condition de forte charge du système de test IEEE-30-bus.

Classement	PSO avec l'indice L_{KG} proposé	Ref [137] DE avec « line voltage stability index » L_{mn}	Ref [136] Indice VSM	Ref [138] Méthode de Newton avec indicateur basé sur le théorème de Kuhn-Tucker	Ref [139] «Minimum voltage index » MVI
1	30	30	30	30	30
2	26	26	26	26	26
3	29	29	29	29	29
4	24	21	25	14	19
5	19	24	27	23	20

A partir de ce tableau, il apparaît que le classement des trois premiers jeux de barres les plus faibles obtenus par l'indice L_{KG} proposé est le même que celui obtenu par [136] [137] [138] et [139], où le jeu de barre le plus critique du système est le Jdb N° 30, tandis que le classement des deux derniers obtenus sont les jeux de barres: 24 et 19.

D'autre part, nous observons que la zone la plus faible formée par les jeux de barres: 30, 26, 29, 24 et 19 n'a aucun générateur, et de plus elle est éloignée de la zone des générateurs

formée par les jeux de barres : 1, 2, 5, 8, 11 et 13. Par conséquent, les jeux de barres : 30, 26, 29, 24 et 19 nécessitent fortement une compensation de la puissance réactive qui peut être assurée généralement à travers l'emplacement des sources Var traditionnelles ou bien à travers l'emplacement des dispositifs de compensation modernes tel que les FACTS dans ces nœuds faibles.

V.5. Application 7 : Recherche de l'emplacement optimal du dispositif SVC basé sur les jeux de barres les plus faibles

Dans cette application, nous nous baserons sur les résultats des jeux de barres les plus faibles obtenues dans l'application précédente afin de faciliter le processus de recherche de l'emplacement optimale du dispositif SVC pour atteindre le but d'une fonction mono objective représentée dans la minimisation des pertes active afin d'améliorer l'écoulement des puissances dans le système IEEE 30-bus.

L'expérience acquise dans le domaine de recherche de l'emplacement optimal des dispositifs FACTS dans les divers systèmes de puissance a montré qu'il n'y avait aucun doute que l'emplacement optimal de ces dispositifs est toujours n'est pas éloigné de la zone la plus faible du système étudié.

Par conséquent, au lieu de lancer le processus de recherche de l'emplacement optimale du dispositif SVC en se comptant sur toutes les 24 jeux de barres PQ, il suffit de programmer le processus de recherche à chercher seulement dans la zone des jeux de barres les plus faibles du système étudié obtenus dans l'application précédente.

Dans cette application, la recherche de la localisation optimale du dispositif SVC est basée sur la résolution du problème OPF représenté dans la minimisation des pertes de transmission de puissance active.

Par conséquent, la fonction mono objective dans ce cas peut être exprimée comme suit [140]:

$$J = \sum_{i=1}^{NB} P_{g_i} - \sum_{i=1}^{NB} P_{d_i} + Penalty = \sum_{i=1}^{NB} P_i + Penalty \quad (V.27)$$

D'autre part, la technique PSO est également appliquée dans le processus de recherche avec les mêmes paramètres utilisés précédemment. Les paramètres techniques du modèle de la susceptance shunt variable de l'SVC sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau V.6. Paramètres du modèle de la susceptance shunt variable de l'SVC [141].

B_{init} (pu)	B_{min} (pu)	B_{max} (pu)
0.025	-0.5	0.5

Pour obtenir de meilleurs résultats on adopte notre programme de recherche à 50 essais de calcul (50 trials).

Après l'exécution du processus de recherche avec une susceptance shunt initiale de 0.025 pu, les résultats de l'emplacement optimal de l'SVC et la valeur optimale de B_{SVC} d'une part, et les pertes de puissance active, déviation de tension, ...etc. d'une autre part sans FACTS et en présence de l'SVC installé dans son emplacement optimal, sont organisés dans le tableau suivant :

Tableau V.7. Résultats obtenus sans FACTS et après l'installation de l'SVC dans son emplacement optimal.

	Cas initiale	Optimisation sans FACTS	Avec SVC
Emplacement optimal (jdb)	-	-	26
B_{SVC} optimale (pu)	-	-	0.37
P_{loss} (MW)	5.5713	2.8649	2.8145
VD (pu)	0.8603	2.0695	1.6695
L_{KG}	0.1685	0.1178	0.1156

Les figures (V.6) et (V.7) illustrent respectivement les variations des pertes de la puissance active par itérations sans et avec SVC installé dans son emplacement optimal.

D'après le tableau (V.7), et après 50 essais de calcul (50 trials), le processus de recherche indique que l'emplacement optimal du dispositif SVC est le jeu de barre N° 26 pour la fonction objective considérée (minimisation des pertes de la puissance active) avec une valeur optimale de la susceptance shunt $B_{SVC} = 0.37pu$.

On constate que la valeur de cette dernière ($B_{SVC} = 0.37pu$) se situe dans les deux limites inférieure et supérieure mentionnées dans le tableau (V.6) ce qui confirme la robustesse de notre système de calcul ainsi que la possibilité et la capacité du dispositif SVC installé dans son emplacement optimal à fonctionner en toute sécurité.

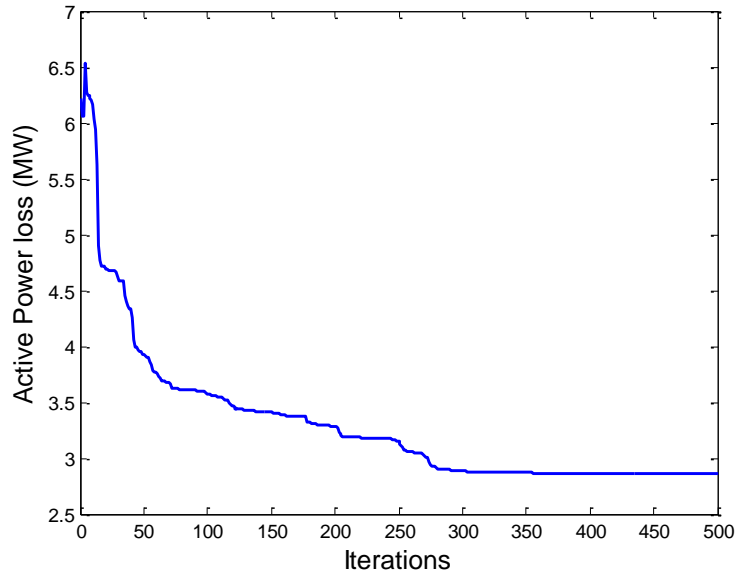


Figure V.6. Variation de la minimisation des pertes de la puissance active en fonction des itérations sans FACTS.

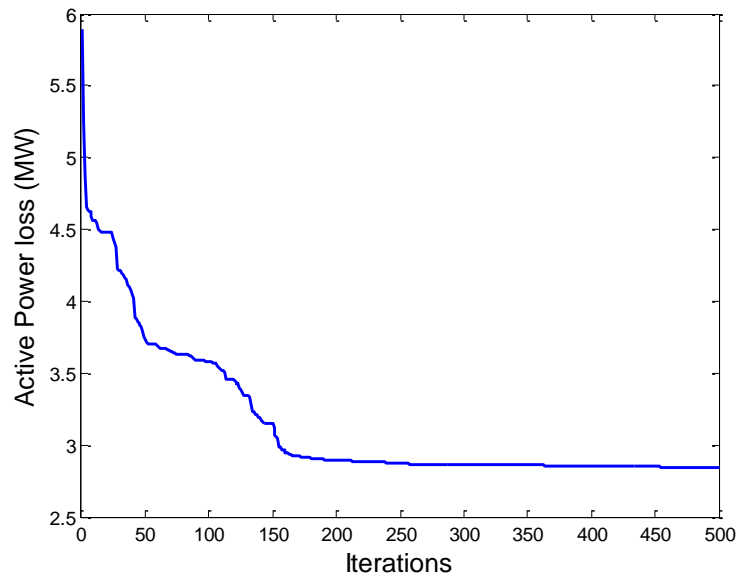


Figure V.7. Variation de la minimisation des pertes de la puissance active en fonction des itérations en présence d'un SVC installé dans son emplacement optimal.

D'autre part, les pertes totales de transmission de puissance active P_{loss} , et l'indice de stabilité de tension L_{KG} sont bien améliorés par rapport au cas initial dans ce cas d'optimisation. De plus, l'installation du dispositif SVC dans son emplacement optimal (Jdb N° 26) a les améliorés davantage dont il a contribué dans la minimisation des pertes de la puissance active de 2.8649 MW sans FACTS au 2.8145 MW avec SVC, ainsi que

l'amélioration de l'indice de stabilité de tension qui a diminué de 0.1178 sans FACTS au 0.1156 avec SVC pour le cas d'optimisation considéré.

Malgré du faite que la déviation de tension VD dans notre cas d'optimisation considéré (fonction mono objective: minimisation des pertes de puissance active) est dégradée, l'installation de l'SVC au jeu de barre N° 26 a montré un effet considérable dans la réduction de l'écart entre la valeur du cas initial et le cas actuel de 33.08% (c.à.d. une amélioration dans le profil de tension de 33.08% par rapport au cas sans FACTS).

V.6. Application 8 : Recherche du nombre, de l'emplacement et du réglage optimaux du dispositif UPFC

Le contrôleur de flux de puissance unifié « UPFC » est l'un des dispositifs FACTS les plus importants et les plus puissants en raison de sa capacité à augmenter la capacité de transmission des systèmes de puissance et à réduire les pertes totales des lignes.

Dans cette application, une relation d'une approche proposée pour identifier le nombre maximal des dispositifs FACTS pouvant être installés dans un réseau électrique donné est introduite dans notre processus de recherche du nombre, du réglage (amplitude de tension, angle de phase et courant réactif shunt) et de l'emplacement optimaux d'UPFC dans chaque cas (nombre d'UPFC) afin d'améliorer le profil de tension et de réduire les pertes totales dans le système de test standard IEEE-14-bus en utilisant l'algorithme génétique (GA).

Il est important de noter que la recherche du nombre optimal d'UPFC dans cette application est basée uniquement sur l'amélioration technique des deux objectifs précédents et ne prend pas en compte les coûts liés au nombre d'UPFC.

V.6.1. Modélisation de l'UPFC

L'UPFC est un dispositif basé sur l'électronique de puissance capable de contrôler simultanément l'impédance de la ligne de transmission, l'angle de phase, l'amplitude de tension et le flux de puissance active et réactive [2] [142].

Comme il est montré dans la figure (V.8.(a)), la structure de base du dispositif UPFC est une combinaison de deux compensateurs: l'un connecté en parallèle, appelé « STATIC COMPensator » (STATCOM), et l'autre en série, appelé « Static Synchronous Series Compensator » (SSSC). Les deux compensateurs sont couplés via une liaison "CC" commune pour échanger la puissance active entre les bornes de sortie du STATCOM et de l'SSSC [3].

La puissance active demandée par l'SSSC est tirée par le STATCOM à partir du réseau à courant alternatif et est fourni au jeu de barre j par le biais du lien continu (DC link). De plus, la tension de sortie de l'SSSC est ajoutée pour renforcer la tension nodale au jeu de barre j . En plus du rôle de l'SSSC dans l'échange de la puissance active avec le réseau à courant alternatif, le convertisseur shunt (STATCOM) génère ou absorbe de la puissance réactive afin de fournir une régulation indépendante de l'amplitude de tension au jeu de barre où il est connecté [2].

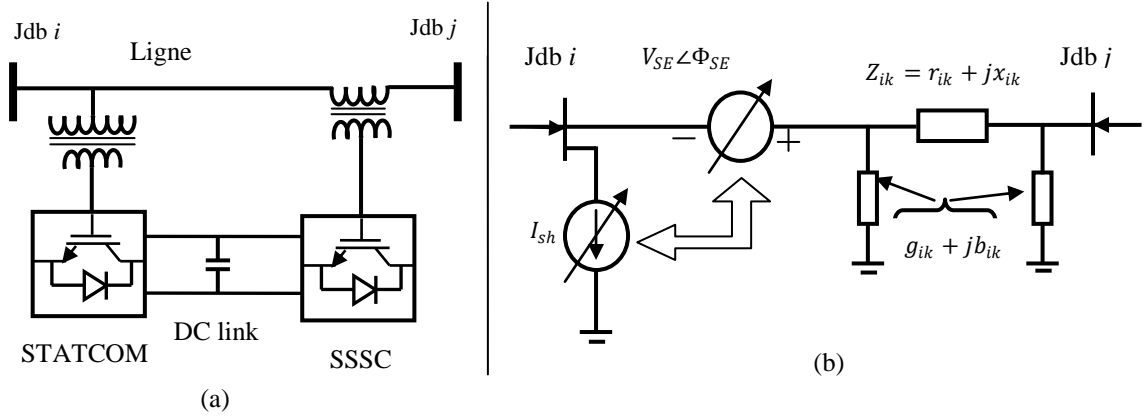


Figure V.8. (a) Structure de base de l'UPFC connectée au réseau AC; **(b)** circuit équivalent de l'UPFC.

Le circuit équivalent de l'UPFC est représenté dans la figure (V.8.(b)) ci-dessus. La partie série est modélisée par une source de tension contrôlable V_{se} , et la partie shunt est modélisée par une source de courant contrôlable I_{sh} [7]. L'UPFC a trois paramètres contrôlables, à savoir: amplitude de tension V_{se} , angle de phase Φ_{se} de la tension V_{se} et un courant réactif shunt I_{sh} . La tension V_{se} est injecté en série avec la ligne de transmission avec l'intervalle $[0, V_{se-max}]$ et fournit la régulation de tension, tandis que l'angle Φ_{se} est utilisé pour la régulation de phase dans l'intervalle $[0, 2\pi]$ et le courant réactif shunt I_{sh} dans l'intervalle $[-I_{sh-max}, I_{sh-max}]$ [53] [143].

Basé sur le circuit équivalent de l'UPFC illustré dans la figure (V.8.(b)), les équations d'injection de puissance active et réactive au niveau des jeux de barres i et j sont données par les expressions suivantes:

$$P_{i_inj} = G_F V_{se}^2 + 2V_i V_{se} G_F \cos(\delta_i - \Phi_{se}) - V_j V_{se} (G \cos(\delta_j - \Phi_{se}) - B \sin(\delta_j - \Phi_{se})) \quad (V.28)$$

$$Q_{i_inj} = -V_i I_{sh} + V_i V_{se} (G_F \cos(\delta_i - \Phi_{se}) - B_F \sin(\delta_i - \Phi_{se})) \quad (V.29)$$

$$P_{j_inj} = -V_j V_{se} (G \cos(\delta_j - \Phi_{se}) + B \sin(\delta_j - \Phi_{se})) \quad (V.30)$$

$$Q_{j_inj} = -V_j V_{se} (G \cos(\delta_j - \Phi_{se}) - B_F \sin(\delta_j - \Phi_{se})) \quad (V.31)$$

Tel que:

$$G_F = g_{ij} + G \quad (V.32)$$

$$B_F = b_{ij} + B \quad (V.33)$$

$$Q_{sh} = -V_i I_{sh} \quad (V.34)$$

Q_{sh} Est la puissance réactive injectée par la source du courant shunt au jeu de barre i .

V.6.2. Formulation du problème

Comme il est déjà mentionné précédemment, l'objectif principal de cette application est d'optimiser le nombre, l'emplacement et le réglage d'UPFC afin d'améliorer le profil de tension et de réduire les pertes totales des lignes du système électrique considéré. À cet égard, l'optimisation considérée repose sur la maximisation de la capacité de chargement du système dans laquelle toutes les contraintes thermiques et de tension sont respectées. Afin d'atteindre cet objectif, le facteur de chargement (λ) du réseau sera augmenté dans le cadre d'un processus d'optimisation itératif tel que :

$$P_L = \lambda P_{L0} \quad (V.35)$$

$$Q_L = \lambda Q_{L0} \quad (V.36)$$

Avec :

P_{L0} et Q_{L0} Sont les charges actives et réactives initiales.

P_L et Q_L Sont les charges actives et réactives aux jeux de barres PQ.

Pour obtenir des résultats de haute qualité, le pas du facteur de charge est choisi petit ($\lambda = 0,01$) pour chaque itération. Le facteur de charge initial est considéré ($\lambda_0 = 1$). De ce fait on obtient:

$$\lambda_{next} = \lambda_{current} + 0.01 \quad (V.37)$$

La fonction objective pour la maximisation de la capacité de chargement du système électrique peut être formulée comme suit:

$$f = \max(\lambda) \quad (\text{V.38})$$

Afin de maintenir un fonctionnement stable du système électrique, la tension, ainsi que les puissances actives et réactives, doit respecter les limites inférieures et supérieures des contraintes d'égalité et d'inégalité indiquées par les équations (IV.5 – IV.13) du chapitre précédent.

De plus, dans notre stratégie d'optimisation pour le placement d'UPFCs en utilisant l'algorithme génétique (GA), le nombre d'individus est calculé pour une population selon l'équation suivante [111] [144]:

$$n_{ind} = 3 * n_{UPFC} * n_{plcmt} \quad (\text{V.39})$$

Tel que :

n_{UPFC} Est le nombre de d'UPFC utilisés dans le processus d'optimisation en cours (actuel).

n_{plcmt} Est le nombre total d'emplacements où les UPFCs peuvent être installés.

D'autre part, la relation de l'approche «nombre limite de dispositifs FACTS» (nombre maximal des dispositifs UPFCs) pouvant être installées pour un réseau électrique donné utilisée dans notre processus de recherche est donnée par [42]:

$$n_{UPFC}^{max} = Nbr - NB + 1 \quad (\text{V.40})$$

Tel que :

Nbr Est le nombre total des branches (lignes) du réseau.

NB Est le nombre de jeux de barres.

Enfin, la stratégie d'optimisation (emplacement et réglage optimaux d'UPFCs) de notre étude avec GA est résumée dans l'organigramme de la figure (V.9) suivante :

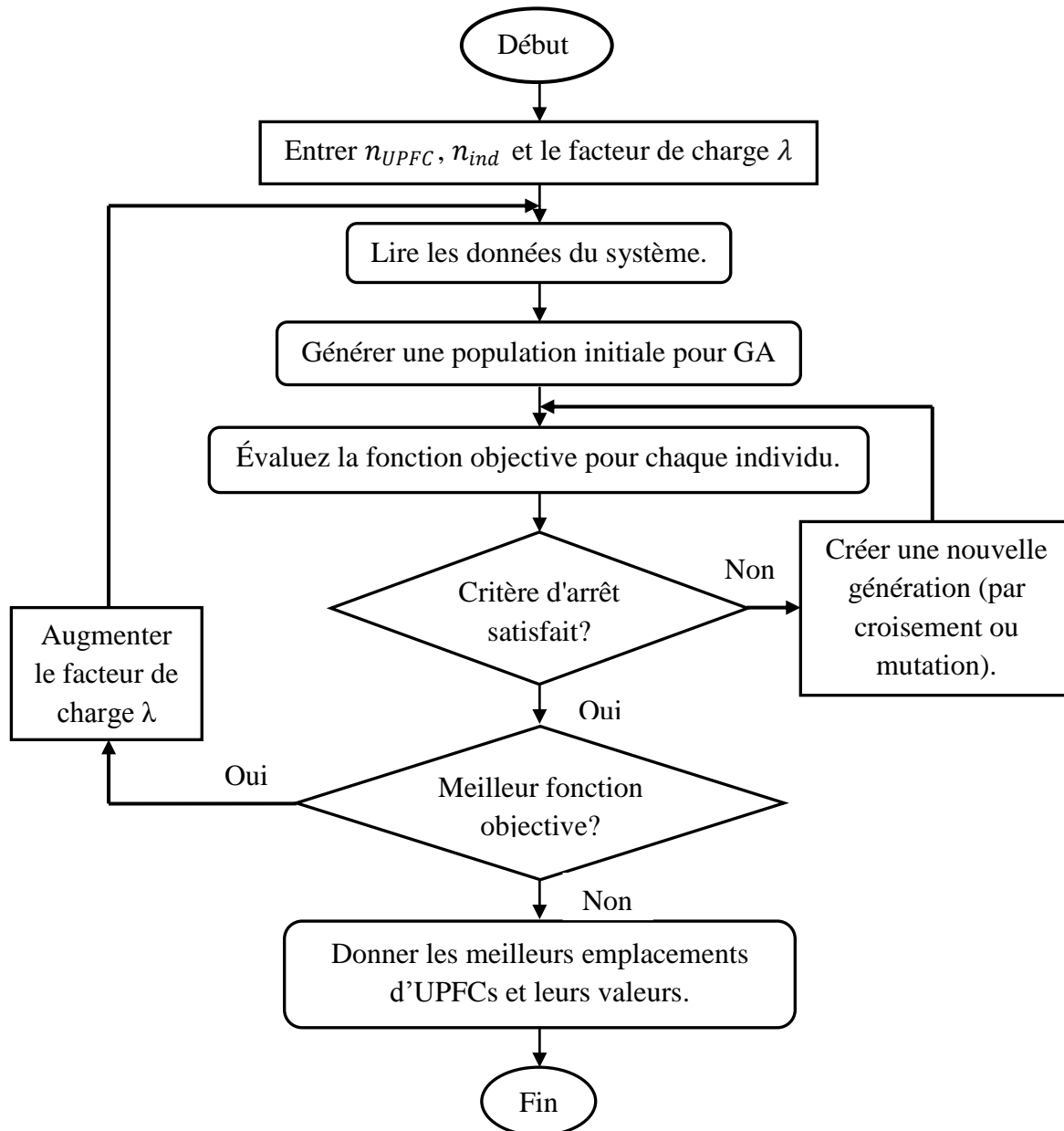


Figure V.9. Organigramme du processus d'optimisation de l'emplacement d'UPFCs avec GA.

V.6.3. Résultats des calculs et interprétation

L'algorithme génétique (AG) proposé et l'approche du « nombre limite de dispositifs FACTS » sont appliqués au réseau test standard IEEE-14-bus afin de trouver le nombre, l'emplacement et le réglage optimaux d'UPFCs permettant d'atteindre les deux objectifs: minimisation de l'écart de tension (amélioration du profil de tension) et les pertes actives totales.

Le réseau test IEEE-14-bus comprend cinq (5) générateurs aux jeux de barres : 1, 2, 3, 6 et 8, vingt (20) lignes de transmission, trois (3) transformateurs aux lignes : (4-7), (4-9) et (5-6), et neuf (9) charges aux jeux de barres : 4, 5, 7, 9, 10, 11, 12, 13 et 14. Les données des lignes, des jeux de barres, des charges, des générateurs, les limites minimales et maximales ainsi que le schéma unifilaire du réseau IEEE-14-bus sont détaillées dans l'annexe D.

La technique de l'algorithme génétique (GA) est implémentée dans un programme de calcul développé dans l'environnement MATLAB avec les paramètres ajustables organisés dans le tableau suivant:

Tableau V.8. Paramètres appropriés utilisés dans la technique GA.

Paramètre	Valeur
Nombre de générations	120
Taille de la population initiale	15
Nombre des enfants d'élite	5
Fraction de croisement	0.8
Limite de fitness	$1e^{-6}$
Limite de temps	∞

Dans cette étude, les paramètres limites d'un seul UPFC sont donnés dans [143] et sont organisés dans le tableau suivant:

Tableau V.9. Paramètres limites d'un seul UPFC.

	Min	Max
$V_{se}(p.u)$	0	0.3
$\Phi_{se}(p.u)$	0	2π
$I_{sh}(p.u)$	-0.15	+0.15

D'autre part, l'application de la relation de l'approche du «nombre maximal d'UPFCs» données par l'équation (V.40) considérée dans le processus de recherche pour le réseau étudié donne:

$$n_{UPFC}^{max} = Nbr - NB + 1 = 20 - 14 + 1 = 7$$

Donc, le nombre maximal des dispositifs UPFCs utilisés dans notre processus de recherche est 7.

Afin de vérifier les performances du dispositif UPFC dans la minimisation de l'écart de tension et les pertes totales, ainsi que l'effet de l'augmentation du nombre d'UPFCs sur le réseau étudié, la procédure de recherche est démarrée à partir d'un facteur de charge initial ($\lambda_0=1$) (état normal), et la charge du système étudié augmente avec un pas précise ($\lambda_{step}=0,01$) jusqu'à ce que le facteur de charge atteint $\lambda = 1,7$ (état lourd) pour obtenir des meilleurs résultats.

Après l'exécution du processus de recherche, les résultats obtenus pour l'emplacement et le réglage optimaux des UPFCs pour chaque cas (chaque cas désigne un nombre d'UPFC) sont organisés dans le tableau (V.10).

D'après le tableau (V.10) ci-dessous, il apparaît clairement que tous les paramètres de contrôle des UPFCs (V_{se} , Φ_{se} et I_{sh}) dans chaque cas se situent dans leurs limites mentionnées au tableau (V.9) et qu'il n'y a aucune violation dans les trois paramètres, ce qui confirme la possibilité et la capacité de chaque dispositif UPFC installé dans son emplacement à fonctionner en toute sécurité, et c'est en outre ce qui renforce l'indicateur de performance du processus de recherche par GA pour trouver l'emplacement optimal des dispositifs UPFC tout en respectant ses limites.

Il est à noter que, dans les résultats des emplacements optimaux, pas plus d'un UPFC n'est installée dans une seule branche.

D'autre part, et afin de mettre en évidence l'influence du nombre des dispositifs UPFC sur l'écart de tension (VD) et les pertes totales des lignes (TL) dans le réseau étudié, les résultats obtenus après la charge maximale ($\lambda = 1,7$) du réseau sans FACTS et avec chaque nombre d'UPFCs installés dans leurs emplacements optimaux trouvés dans le tableau précédent sont résumés dans le tableau (V.11).

Tableau V.10. Emplacement et paramètres contrôlables optimaux en fonction de nombre d'UPFC installés dans le réseau test IEEE-14-bus.

Number of UPFCs	Optimal locations	Optimal settings (sizing of parameters)						
1	Branch 7	$V_{se} = 0.064 \text{ p.u}$	5	Branch 9	$I_{sh} = 0.029 \text{ p.u}$	7	Branch 2	$I_{sh} = 0.009 \text{ p.u}$
		$\Phi_{se} = 234.697 \text{ deg}$			$V_{se} = 0.048 \text{ p.u}$			$V_{se} = 0.199 \text{ p.u}$
		$I_{sh} = 0.013 \text{ p.u}$			$\Phi_{se} = 69.202 \text{ deg}$			$\Phi_{se} = 80.438 \text{ deg}$
2	Branch 2	$V_{se} = 0.16 \text{ p.u}$	5	Branch 19	$I_{sh} = -0.012 \text{ p.u}$	7	Branch 4	$I_{sh} = -0.016 \text{ p.u}$
		$\Phi_{se} = 350.674 \text{ deg}$			$V_{se} = 0.063 \text{ p.u}$			$V_{se} = 0.127 \text{ p.u}$
		$I_{sh} = 0.042 \text{ p.u}$			$\Phi_{se} = 128.351 \text{ deg}$			$\Phi_{se} = 320.924 \text{ deg}$
3	Branch 1	$V_{se} = 0.036 \text{ p.u}$	5	Branch 9	$I_{sh} = 0.088 \text{ p.u}$	7	Branch 14	$I_{sh} = 0.097 \text{ p.u}$
		$\Phi_{se} = 141.965 \text{ deg}$			$V_{se} = 0.172 \text{ p.u}$			$V_{se} = 0.139 \text{ p.u}$
		$I_{sh} = -0.079 \text{ p.u}$			$\Phi_{se} = 313.455 \text{ deg}$			$\Phi_{se} = 131.324 \text{ deg}$
4	Branch 15	$V_{se} = 0.163 \text{ p.u}$	5	Branch 10	$I_{sh} = 0.039 \text{ p.u}$	7	Branch 17	$I_{sh} = -0.031 \text{ p.u}$
		$\Phi_{se} = 160.441 \text{ deg}$			$V_{se} = 0.108 \text{ p.u}$			$V_{se} = 0.057 \text{ p.u}$
		$I_{sh} = -0.033 \text{ p.u}$			$\Phi_{se} = 71.885 \text{ deg}$			$\Phi_{se} = 129.828 \text{ deg}$
5	Branch 1	$V_{se} = 0.002 \text{ p.u}$	5	Branch 1	$I_{sh} = 0.039 \text{ p.u}$	7	Branch 9	$I_{sh} = 0.002 \text{ p.u}$
		$\Phi_{se} = 333.383 \text{ deg}$			$V_{se} = 0.196 \text{ p.u}$			$V_{se} = 0.075 \text{ p.u}$
		$I_{sh} = 0.016 \text{ p.u}$			$\Phi_{se} = 109.685 \text{ deg}$			$\Phi_{se} = 253.935 \text{ deg}$
6	Branch 13	$V_{se} = 0.023 \text{ p.u}$	6	Branch 14	$I_{sh} = -0.035 \text{ p.u}$	7	Branch 18	$I_{sh} = -0.039 \text{ p.u}$
		$\Phi_{se} = 96.888 \text{ deg}$			$V_{se} = 0.061 \text{ p.u}$			$V_{se} = 0.152 \text{ p.u}$
		$I_{sh} = -0.028 \text{ p.u}$			$\Phi_{se} = 136.26 \text{ deg}$			$\Phi_{se} = 153.356 \text{ deg}$
7	Branch 1	$V_{se} = 0.186 \text{ p.u}$	6	Branch 1	$I_{sh} = -0.04 \text{ p.u}$	7	Branch 1	$I_{sh} = -0.036 \text{ p.u}$
		$\Phi_{se} = 229.070 \text{ deg}$			$V_{se} = 0.189 \text{ p.u}$			$V_{se} = 0.109 \text{ p.u}$
		$I_{sh} = 0.035 \text{ p.u}$			$\Phi_{se} = 166.046 \text{ deg}$			$\Phi_{se} = 121.690 \text{ deg}$
8	Branch 7	$V_{se} = 0.001 \text{ p.u}$	6	Branch 8	$I_{sh} = 0.06 \text{ p.u}$	7	Branch 13	$I_{sh} = 0.032 \text{ p.u}$
		$\Phi_{se} = 318.635 \text{ deg}$			$V_{se} = 0.042 \text{ p.u}$			$V_{se} = 0.096 \text{ p.u}$
		$I_{sh} = 0.034 \text{ p.u}$			$\Phi_{se} = 359.194 \text{ deg}$			$\Phi_{se} = 212.812 \text{ deg}$
9	Branch 12	$V_{se} = 0.132 \text{ p.u}$	6	Branch 9	$I_{sh} = -0.097 \text{ p.u}$	7	Branch 10	$I_{sh} = -0.055 \text{ p.u}$
		$\Phi_{se} = 46.856 \text{ deg}$			$V_{se} = 0.023 \text{ p.u}$			$V_{se} = 0.189 \text{ p.u}$
					$\Phi_{se} = 152.138 \text{ deg}$			$\Phi_{se} = 67.469 \text{ deg}$

Tableau V.11. Écart de tension et pertes actives totales pour différents nombres de dispositifs UPFC.

Nombre d'UPFCs	0 (Sans FACTS)	1	2	3	4	5	6	7
VD (p.u)	0.017	0.015	0.006	0.005	0.003	0.003...	0.003...	0.003...
TL (MW)	64.15	63.13	62.55	62.02	61.64	61.6...	61.6...	61.6...

Au premier coup d'œil de ce tableau, il apparaît évidemment que l'écart de tension et les pertes totales sont bien minimisés en utilisant un seul UPFC par rapport au cas 0 (sans FACTS), ce qui indique le bon effet du dispositif dans l'amélioration du profil de tension (sans FACTS, VD = 0,017 pu et devenir 0,015 pu avec 1 UPFC) et surtout dans la minimisation des pertes totales avec une valeur importante de (1,02 MW).

On peut constater également que à chaque fois le nombre d'UPFCs (n_{UPFC}) installés dans le réseau augmente, l'écart de tension (VD) et les pertes totales (TL) diminuent, c'est-à-dire que

n_{UPFC} est inversement proportionnel aux VD et TL. Quantitativement, par exemple lorsque $n_{UPFC} = 2$, VD diminue considérablement jusqu'au 0,006 p.u avec un pourcentage de 64,7% par rapport au cas initial sans FACTS, tandis que le pourcentage dans le cas où $n_{UPFC} = 1$ n'est que 11,76%. De même, TL est diminuée à près de 2,5% lorsque $n_{UPFC}=2$ et de 1,6% seulement lorsque $n_{UPFC} = 1$.

D'autre part, les résultats des emplacements optimaux et les valeurs des trois paramètres de contrôle du cas de 3 UPFCs ainsi que l'écart de tension et les pertes totales sont comparés avec les résultats obtenus dans [111]. Les résultats de la comparaison sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau V.12. Comparaison des résultats de simulation pour le cas 3 ($n_{UPFC} = 3$).

	Résultats obtenus par notre processus de recherche		Ref [111] Avec GA	
	Emplacement optimal	paramètres de contrôle	Emplacement optimal	paramètres de contrôle
Emplacements et paramètres de contrôle optimaux	Branche 1	$V_{se} = 0.163 \text{ p.u}$ $\Phi_{se} = 160.441^\circ$ $I_{sh} = -0.033 \text{ p.u}$	Branche 1	$V_{se} = 0.189 \text{ p.u}$ $\Phi_{se} = 66.153^\circ$ $I_{sh} = 0.084 \text{ p.u}$
	Branche 13	$V_{se} = 0.002 \text{ p.u}$ $\Phi_{se} = 333.383^\circ$ $I_{sh} = 0.016 \text{ p.u}$	Branche 9	$V_{se} = 0.178 \text{ p.u}$ $\Phi_{se} = 240.683^\circ$ $I_{sh} = -0.053 \text{ p.u}$
	Branche 15	$V_{se} = 0.023 \text{ p.u}$ $\Phi_{se} = 96.888^\circ$ $I_{sh} = -0.028 \text{ p.u}$	Branche 14	$V_{se} = 0.022 \text{ p.u}$ $\Phi_{se} = 57.468^\circ$ $I_{sh} = 0.023 \text{ p.u}$
VD (p.u)	0.005		0.004	
TL (MW)	62.02		61	

Selon ce tableau, il apparait que malgré l'existence de quelques différences au niveau des paramètres de contrôle entre nos résultats et ceux obtenus dans [111], les résultats de

localisation des trois UPFCs ainsi que l'écart de tension et les pertes totales restent proches, ce qui valide indirectement nos résultats pour les autres nombres d'UPFCs.

Comme il a été mentionné précédemment, selon le tableau (V.11), à chaque fois le nombre d'UPFCs installés au réseau augmente, la déviation de tension (VD) et les pertes totales (TL) diminuent jusqu'à le cas de 4 UPFCs où VD et TL devenus presque constants malgré l'augmentation du nombre d'UPFCs. Par conséquent, il est évidemment facile de conclure que techniquement le nombre optimal des dispositifs UPFC qui doivent être installés au réseau test étudié est 4 UPFCs et les emplacements optimaux sont les branches : 1, 7, 9 et 12 avec les paramètres correspondantes indiqués au tableau (V.10). Il est important de noter que le nombre optimal d'UPFCs obtenu dans cette application est basé purement sur l'amélioration technique des deux objectives précédentes et n'a pas prendre en considération les couts liés au nombre d'UPFCs.

L'influence des 4 UPFCs sur les tensions des jeux de barres et les pertes actives dans chaque ligne du système à la charge maximale et pour différentes capacités de chargement est illustrée dans les figures (V.10), (V.11) et (V.12) respectivement.

A partir de ces figures, on peut observer facilement la grande amélioration du profil de tension qui est devenue proche des tensions nominales avec une petite valeur de déviation de tension ($VD = 0,003$ pu), ainsi les pertes sont devenues plus réduites (environ 61,6 MW alors qu'avec un seul UPFC est 63,13 MW).

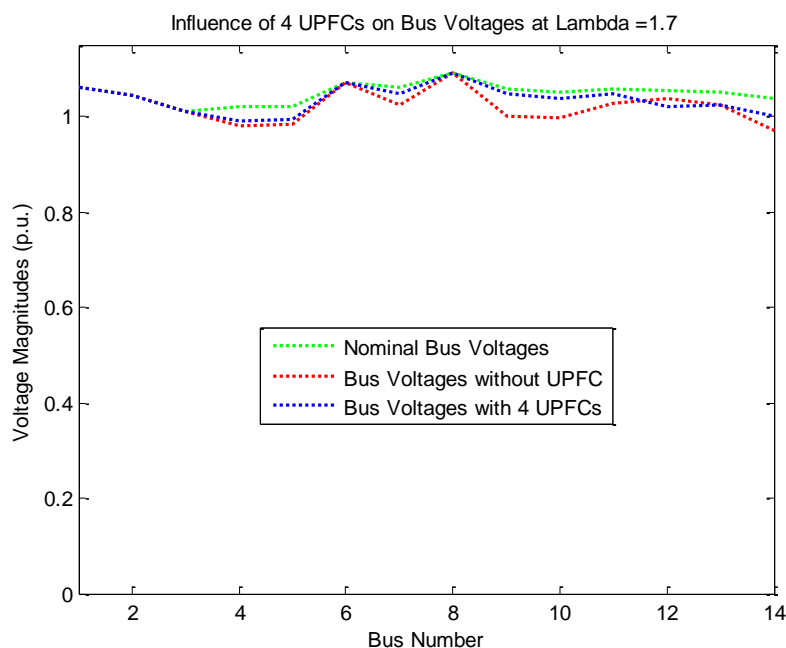


Figure V.10. Influence des 4 UPFCs sur les tensions des jeux de barres du système IEEE 14-bus.

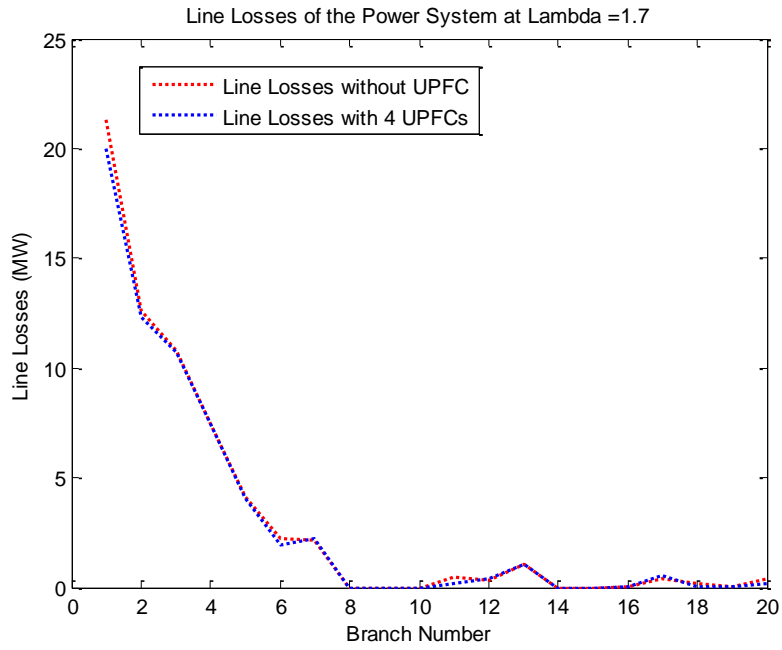


Figure V.11. Influence des 4 UPFCs sur les pertes actives dans les lignes du système IEEE 14-bus.

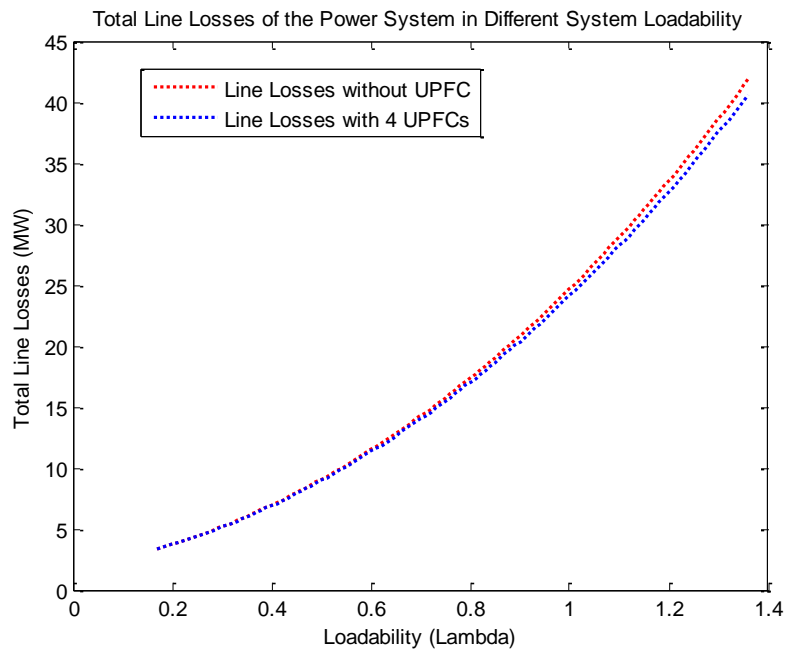


Figure V.12. Influence d'un seul UPFC sur les pertes actives dans les lignes pour différentes capacités de chargement du système IEEE 14-bus.

V.7. Conclusion

Dans ce dernier chapitre, on a présenté 4 applications intéressantes afin de voir l'impact et l'effet des dispositifs FACTS (SVC et UPFC) dans l'amélioration de l'écoulement de puissance dans des réseaux de test.

Tout d'abord on a étudié en détail l'indice de stabilité de tension de «Kessel et Glavitch» (L_{KG}) et sa formulation mathématique. Ensuite on a entamé dans la première application de ce chapitre (application 5) qui représente un test de l'écoulement de puissance optimale avec l'utilisation de l'indice L_{KG} et la méthode PSO pour deux cas d'étude.

La deuxième application (application 6) a résidé dans l'identification et le classement des jeux de barres les plus faibles du système électrique IEEE 30-bus sous la condition de charge élevée (période de pointe) en utilisant la méthode d'optimisation et l'indice de stabilité précédents. Les résultats obtenus dans cette application montrent que les jeux de barres : 30, 26, 29, 24 et 19 représentent la zone la plus faible du système étudié et nécessite fortement une compensation et une amélioration où on a proposé l'emplacement des dispositifs de compensation modernes FACTS dans ces nœuds faibles dans l'application suivante.

La troisième application (application 7), est basée sur les résultats des jeux de barres les plus faibles obtenues dans l'application précédente pour la recherche de l'emplacement optimal du dispositif SVC dans le système précédent et en utilisant la même méthode d'optimisation et l'indice de stabilité proposé. L'installation de l'SVC dans son emplacement optimal (Jdb N° 26) a amélioré davantage le profil de tension et a contribué dans la minimisation des pertes de la puissance active, ainsi que l'amélioration de l'indice de stabilité de tension pour le cas d'optimisation considéré.

La dernière application (application 8) a commencé par la modélisation de l'UPFC dont l'objectif est la recherche du nombre, de l'emplacement et du réglage optimaux de ce dispositif afin d'améliorer le profil de tension et réduire les pertes totales dans le réseau standard IEEE 14-bus en utilisant l'algorithme génétique (GA). Une relation d'une approche proposée pour identifier le nombre maximal des dispositifs FACTS pouvant être installés dans un réseau électrique donné est introduite dans notre processus de recherche. Les résultats obtenus dans cette application montrent que l'installation de 4 UPFCs dans leurs emplacements optimaux avec leurs paramètres de réglage optimaux correspondants donne une amélioration maximale en termes du profil de tension et les pertes totales.

Conclusion générale

Conclusion générale

De jour en jour, la recherche des solutions adéquates aux problèmes liés au fonctionnement des réseaux électriques pris une importance considérable. Par conséquent, trois catégories de recherche ont été apparues face à ces problèmes et pour essayer d'améliorer les performances des réseaux électriques, soit en introduisant des moyens ou des dispositifs modernes pour limiter ces problèmes soit en utilisant des méthodes aidant à l'amélioration de ces réseaux électriques.

La première catégorie de recherche s'intéressait à la recherche des méthodes d'amélioration du transit des puissances, dites aussi méthodes de recherches optimales pour résoudre les problèmes d'écoulement de puissance optimale OPF. La deuxième catégorie s'intéressait à trouver des outils techniques permettant d'améliorer le transit du flux de puissance tel que les systèmes FACTS en les incorporant dans les réseaux électriques. Tandis que la troisième catégorie a combiné les deux catégories de recherche précédentes, c.à.d. l'utilisation des dispositifs FACTS et les méthodes de recherche optimales au même temps.

Le travail présenté dans cette thèse s'inscrit dans cette dernière catégorie pour l'amélioration de l'écoulement des puissances à travers les systèmes FACTS pour les réseaux électriques et avec l'utilisation des méthodes d'amélioration ou d'optimisation. Afin d'atteindre cet objectif, nous sommes passés par des étapes représentées dans des chapitres comme suit :

On a commencé cette thèse par le 1^{er} chapitre qui représente un état de l'art des différents travaux réalisés dans la littérature qui s'inscrit dans cette combinaison de recherche entre les dispositifs FACTS et les méthodes d'amélioration (d'optimisation).

Ensuite, le deuxième chapitre représente une étude détaillée sur l'écoulement des puissances dans les réseaux électriques comprend la modélisation des éléments constitutif d'un réseau électrique, la classification des problèmes d'écoulement de puissance en termes de solvabilité, la formulation mathématique du problème d'écoulement de puissance dans le cas général ainsi que les différentes méthodes numériques de résolution.

Au début du troisième chapitre, on a exposé en détail les différents dispositifs FACTS existants et reconnus jusqu'à maintenant ainsi que le critère économique prise en compte lors de l'installation de ces dispositifs. A la fin de ce chapitre, trois (3) applications ont été

proposées pour voir l'impact des dispositifs FACTS sur l'écoulement des puissances dans les réseaux électriques.

La première application a été consacrée pour une étude comparative entre deux dispositifs FACTS, le SSSC et le SVC, pour tester leurs systèmes de contrôle afin de connaître la capacité de chacun dans l'amélioration du transit des puissances dans une tranche du réseau algérien. Cette application a été simulée numériquement sous *Matlab-Simulink*. Il est à noter que cette application comprend la modélisation et les systèmes de contrôle des deux dispositifs proposés. Les résultats de simulation montrent que les systèmes de contrôle des deux dispositifs SSSC et SVC prouvent leurs efficacités dans la flexibilité, la sensibilité et la vitesse de fonctionnement. En outre, l'étude comparative effectuée entre ces deux dispositifs montre que l'SSSC a un système de contrôle plus compliqué par rapport au SVC, mais a un temps de réponse plus rapide.

Les deux autres applications 2 et 3 ont été proposées pour l'amélioration de l'écoulement de puissance à l'aide d'un STATCOM dans le réseau standard IEEE 57-bus et le réseau algérien 59-bus respectivement. Deux cas d'étude ont été traités dans chaque application selon le nombre des STATCOMs :

☞ Cas 1: un seul STATCOM.

☞ Cas 2: deux STATCOM identiques.

Il convient de noter que la modélisation du STATCOM a été incluse dans la deuxième application. Les résultats obtenus dans les deux applications montrent qu'en présence du dispositif STATCOM les deux systèmes électriques (IEEE 57-bus et le réseau algérien 59-bus) ont bien améliorés en termes du profil de tension (minimisation de déviation de tension) ainsi que la minimisation des pertes totales. De plus, qu'en présence de deux STATCOMs, l'amélioration du profil de tension est meilleure et les pertes totales actives et réactives sont plus réduites par rapport au cas d'un seul STATCOM, ce qui confirme l'importance d'installer plus de FACTS dans les systèmes de puissance à grande échelle.

Dans le quatrième chapitre, et après avoir défini et clarifier les différents concepts et termes de base utilisés dans toute méthode d'optimisation ainsi que le détail de la formulation mathématique du problème d'OPF, on a recensé et expliquer un nombre de méthodes déterministes et méta-heuristiques utilisées pour la résolution du problème d'optimisation, notamment les algorithmes génétiques (GA), méthode d'optimisation par essaims de particules (PSO), algorithme d'optimisation de chercheur (SOA), et celle de l'algorithme du

championnat de la ligue (LCA). Après, vu la célébrité qu'acquière cette dernière méthode dans ces dernières années, on a pensé à contribuer par une étude de l'appliquer pour la minimisation de l'émission des gaz polluants en présence du système FACTS. D'après l'application 4 de ce chapitre, cette méthode donne des meilleurs résultats, et elle a prouvé sa robustesse et son efficacité par rapport aux autres techniques. D'autre part, l'installation du dispositif STATCOM dans son emplacement optimal trouvé par la méthode LCA proposée a bien amélioré davantage les résultats par rapport aux celles obtenus sans FACTS.

Dans le 5^{ème} chapitre, 4 applications intéressantes ont été proposées pour objectif d'améliorer l'écoulement des puissances dans des réseaux de tests. Avant qu'on a entamé aux applications de ce chapitre, on a étudié d'abord en détail la formulation mathématique de l'indice de stabilité de tension de «Kessel et Glavitch» (L_{KG}) qui sera introduit par la suite dans les trois premières applications de ce chapitre. Ces trois applications sont liées entre elles dont l'objectif final est de trouver l'emplacement optimal du dispositif SVC.

Pour cela, et afin de garantir des résultats avec grande précision on a testé dans la première application (application 5) l'écoulement de puissance optimal du système IEEE 30-bus en utilisant l'indice de stabilité de tension proposé avec la technique PSO pour deux cas d'étude. D'après les résultats obtenus il apparaît clairement que toutes les valeurs obtenues sont très proches aux celles trouvées dans la littérature ce qui valide notre test d'optimisation d'écoulement de puissance avec l'utilisation de l'indice L_{KG} .

La deuxième application (application 6) consacrée à l'identification et le classement des jeux de barres les plus faibles du système IEEE 30-bus étudié dans la condition de charge élevée (période de pointe) avec l'utilisation de l'indice de stabilité proposé a montré que la zone la plus faible est formée par les jeux de barres: 30, 26, 29, 24 et 19 dont lesquels le classement des trois premiers jeux de barres obtenus par l'indice L_{KG} proposé est le même que celui obtenu par d'autres références. D'autre part, on a conclu que cette zone critique nécessite fortement à une compensation de la puissance réactive qui peut être assurée généralement à travers l'emplacement des différents types de sources Var dans lesquelles on a proposé d'installer un dispositif SVC dans l'emplacement optimal basé sur les jeux de barres les plus faibles trouvés dans cette application pour l'application suivante.

La troisième application (application 7) était réservée à la recherche de l'emplacement optimal du dispositif SVC basé sur les jeux de barres les plus faibles trouvés dans l'application précédente. Les résultats obtenus indiquent que l'emplacement optimal du dispositif SVC est le jeu de barre N° 26 pour la fonction objective considérée (minimisation

des pertes de la puissance active) avec une valeur optimale de la susceptance shunt B_{SVC} située dans les deux limites inférieure et supérieure ce qui confirme la robustesse de notre système de calcul ainsi que la possibilité et la capacité du dispositif SVC installé dans son emplacement optimal à fonctionner en toute sécurité. D'autre part, l'installation de l'SVC dans le jeu de barre N° 26 a réduit d'une manière considérable les pertes de puissance active et l'indice de stabilité L_{KG} , ainsi qu'elle a réduit la dégradation dans la déviation de tension par rapport au cas sans FACTS.

La dernière application (application 8) était consacrée à la recherche du nombre, de l'emplacement et du réglage optimaux du dispositif UPFC, où on a introduit dans notre processus de recherche une relation d'une approche proposée pour identifier le nombre maximal des dispositifs FACTS pouvant être installés dans le réseau test IEEE 14-bus en utilisant l'algorithme génétique GA. Pour cela, on a commencé cette application par la modélisation mathématique du dispositif UPFC, ensuite on a bien expliqué la formulation du problème à étudier. Les résultats obtenus montrent que tous les paramètres de contrôle d'UPFCs (V_{se} , Φ_{se} et I_{sh}) dans chaque cas se situent dans leurs limites ce qui confirme la possibilité et la capacité de chaque UPFC installé dans son emplacement à fonctionner en toute sécurité. De plus, l'écart de tension et les pertes totales sont bien minimisés en utilisant un seul UPFC par rapport au cas sans FACTS, ce qui indique l'effet positif du dispositif dans l'amélioration du profil de tension et la minimisation des pertes totales. À chaque fois le nombre d'UPFCs installés dans le réseau augmente, l'écart de tension (VD) et les pertes totales (TL) diminuent. D'autre part, le processus de recherche indique que le nombre optimal des dispositifs UPFCs pour le réseau test étudié est 4 dispositifs installés dans leurs emplacements optimaux dans les branches : 1, 7, 9 et 12 avec ses paramètres correspondants.

Finalement, et comme perspective pour les travaux de recherche dans le futur nous espérons atteindre les objectifs suivants :

- ♣ Intégration et emplacement optimal des dispositifs FACTS multi type.
- ♣ Utilisation et intégration des dispositifs FACTS rarement étudiés dans la littérature telle que DPFC et HPFC.
- ♣ Utilisation de nouvelles méthodes d'optimisation pour l'emplacement optimal des dispositifs FACTS tel que la technique de Monte Carlo (MCS) (Monte Carlo Simulation technique), Algorithme d'optimisation de tempête de cerveaux ou encore appelée Algorithme d'optimisation remue-méninges BSOA (Brain-Storm Optimisation Algorithm), ...etc.

Annexe

Annexe A

A.1. Données des jeux de barres du réseau IEEE 57 jeux de barres

Tableau A.1. Données des jeux de barres du réseau IEEE 57-bus.

N° Jdb	code de type	Vsp pu	del Degree	PGi MW	QGi Mvar	PLi MW	QLi Mvar	Qmin Mvar	Qmax Mvar	Bsh
1	1	1.040	0	0.0	0.0	55.0	17.0	0.0	0.0	0
2	2	1.010	0	0.0	-0.8	3.0	88.0	-17.0	50.0	0
3	2	0.985	0	40.0	-1.0	41.0	21.0	-10.0	60.0	0
4	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
5	3	1.000	0	0.0	0.0	13.0	4.0	0.0	0.0	0
6	2	0.980	0	0.0	0.8	75.0	2.0	-8.0	25.0	0
7	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
8	2	1.005	0	450.0	62.1	150.0	22.0	-140.0	200.0	0
9	2	0.980	0	0.0	2.2	121.0	26.0	-3.0	9.0	0
10	3	1.000	0	0.0	0.0	5.0	2.0	0.0	0.0	0
11	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
12	2	1.015	0	310.0	128.5	377.0	24.0	-150.0	155.0	0
13	3	1.000	0	0.0	0.0	18.0	2.3	0.0	0.0	0
14	3	1.000	0	0.0	0.0	10.5	5.3	0.0	0.0	0
15	3	1.000	0	0.0	0.0	22.0	5.0	0.0	0.0	0
16	3	1.000	0	0.0	0.0	43.0	3.0	0.0	0.0	0
17	3	1.000	0	0.0	0.0	42.0	8.0	0.0	0.0	0
18	3	1.000	0	0.0	0.0	27.2	9.8	0.0	0.0	10
19	3	1.000	0	0.0	0.0	3.3	0.6	0.0	0.0	0
20	3	1.000	0	0.0	0.0	2.3	1.0	0.0	0.0	0
21	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
22	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
23	3	1.000	0	0.0	0.0	6.3	2.1	0.0	0.0	0
24	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
25	3	1.000	0	0.0	0.0	6.3	3.2	0.0	0.0	5.9
26	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
27	3	1.000	0	0.0	0.0	9.3	0.5	0.0	0.0	0

28	3	1.000	0	0.0	0.0	4.6	2.3	0.0	0.0	0
29	3	1.000	0	0.0	0.0	17.0	2.6	0.0	0.0	0
30	3	1.000	0	0.0	0.0	3.6	1.8	0.0	0.0	0
31	3	1.000	0	0.0	0.0	5.8	2.9	0.0	0.0	0
32	3	1.000	0	0.0	0.0	1.6	0.8	0.0	0.0	0
33	3	1.000	0	0.0	0.0	3.8	1.9	0.0	0.0	0
34	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
35	3	1.000	0	0.0	0.0	6.0	3.0	0.0	0.0	0
36	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
37	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
38	3	1.000	0	0.0	0.0	14.0	7.0	0.0	0.0	0
39	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
40	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
41	3	1.000	0	0.0	0.0	6.3	3.0	0.0	0.0	0
42	3	1.000	0	0.0	0.0	7.1	4.4	0.0	0.0	0
43	3	1.000	0	0.0	0.0	2.0	1.0	0.0	0.0	0
44	3	1.000	0	0.0	0.0	12.0	1.8	0.0	0.0	0
45	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
46	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
47	3	1.000	0	0.0	0.0	29.7	11.6	0.0	0.0	0
48	3	1.000	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
49	3	1.000	0	0.0	0.0	18.0	8.5	0.0	0.0	0
50	3	1.000	0	0.0	0.0	21.0	10.5	0.0	0.0	0
51	3	1.000	0	0.0	0.0	18.0	5.3	0.0	0.0	0
52	3	1.000	0	0.0	0.0	4.9	2.2	0.0	0.0	0
53	3	1.000	0	0.0	0.0	20.0	10.0	0.0	0.0	6.3
54	3	1.000	0	0.0	0.0	4.1	1.4	0.0	0.0	0
55	3	1.000	0	0.0	0.0	6.8	3.4	0.0	0.0	0
56	3	1.000	0	0.0	0.0	7.6	2.2	0.0	0.0	0
57	3	1.000	0	0.0	0.0	6.7	2.0	0.0	0.0	0

Code de type des jeux de barres :

1 : jeu de barre de référence (Slack bus).

2 : PV bus (jeux de barres de génération).

3 : PQ bus (jeux de barres de charges).

A.2. Données des lignes de transport du réseau IEEE 57 jeux de barres

Tableau A.2. Données des lignes de transport du réseau standard IEEE 57-bus.

From Bus	To Bus	R pu	X pu	B/2 pu	X TAP (a)
1	2	0.0083	0.0280	0.0645	1
2	3	0.0298	0.0850	0.0409	1
3	4	0.0112	0.0366	0.0190	1
4	5	0.0625	0.1320	0.0129	1
4	6	0.0430	0.1480	0.0174	1
6	7	0.0200	0.1020	0.0138	1
6	8	0.0339	0.1730	0.0235	1
8	9	0.0099	0.0505	0.0274	1
9	10	0.0369	0.1679	0.0220	1
9	11	0.0258	0.0848	0.0109	1
9	12	0.0648	0.2950	0.0386	1
9	13	0.0481	0.1580	0.0203	1
13	14	0.0132	0.0434	0.0055	1
13	15	0.0269	0.0869	0.0115	1
1	15	0.0178	0.0910	0.0494	1
1	16	0.0454	0.2060	0.0273	1
1	17	0.0238	0.1080	0.0143	1
3	15	0.0162	0.0530	0.0272	1
4	18	0.0	0.5550	0.0	0.970
4	18	0.0	0.4300	0.0	0.978
5	6	0.0302	0.0641	0.0062	1
7	8	0.0139	0.0712	0.0097	1
10	12	0.0277	0.1262	0.0164	1
11	13	0.0223	0.0732	0.0094	1
12	13	0.0178	0.0580	0.0302	1

12	16	0.0180	0.0813	0.0108	1
12	17	0.0397	0.1790	0.0238	1
14	15	0.0171	0.0547	0.0074	1
18	19	0.4610	0.6850	0.0	1
19	20	0.2830	0.4340	0.0	1
21	20	0.0	0.7767	0.0	1.043
21	22	0.0736	0.1170	0.0	1
22	23	0.0099	0.0152	0.0	1
23	24	0.1660	0.2560	0.0042	1
24	25	0.0	1.1820	0.0	1
24	25	0.0	1.2300	0.0	1
24	26	0.0	0.0473	0.0	1.043
26	27	0.1650	0.2540	0.0	1
27	28	0.0618	0.0954	0.0	1
28	29	0.0418	0.0587	0.0	1
7	29	0.0	0.0648	0.0	0.967
25	30	0.1350	0.2020	0.0	1
30	31	0.3260	0.4970	0.0	1
31	32	0.5070	0.7550	0.0	1
32	33	0.0392	0.0360	0.0	1
34	32	0.0	0.9530	0.0	0.975
34	35	0.0520	0.0780	0.0016	1
35	36	0.0430	0.0537	0.0008	1
36	37	0.0290	0.0366	0.0	1
37	38	0.0651	0.1009	0.0010	1
37	39	0.0239	0.0379	0.0	1
36	40	0.0300	0.0466	0.0	1
22	38	0.0192	0.0295	0.0	1
11	41	0.0	0.7490	0.0	0.955
41	42	0.2070	0.3520	0.0	1
41	43	0.0	0.4120	0.0	1
38	44	0.0289	0.0585	0.0010	1
15	45	0.0	0.1042	0.0	0.955

14	46	0.0	0.0735	0.0	0.900
46	47	0.0230	0.0680	0.0016	1
47	48	0.0182	0.0233	0.0	1
48	49	0.0834	0.1290	0.0024	1
49	50	0.0801	0.1280	0.0	1
50	51	0.1386	0.2200	0.0	1
10	51	0.0	0.0712	0.0	0.930
13	49	0.0	0.1910	0.0	0.895
29	52	0.1442	0.1870	0.0	1
52	53	0.0762	0.0984	0.0	1
53	54	0.1878	0.2320	0.0	1
54	55	0.1732	0.2265	0.0	1
11	43	0.0	0.1530	0.0	0.958
44	45	0.0624	0.1242	0.0020	1
40	56	0.0	1.1950	0.0	0.958
56	41	0.5530	0.5490	0.0	1
56	42	0.2125	0.3540	0.0	1
39	57	0.0	1.3550	0.0	0.980
57	56	0.1740	0.2600	0.0	1
38	49	0.1150	0.1770	0.0015	1
38	48	0.0312	0.0482	0.0	1
9	55	0.0	0.1205	0.0	0.940

Annexe B

B.1. Données des jeux de barres du réseau algérien 59 jeux de barres

Tableau B.1. Données des jeux de barres du réseau algérien 59-bus.

N° Jdb	code de type	Vsp pu	del Degree	PGi MW	QGi Mvar	PLi MW	QLi Mvar	Qmin Mvar	Qmax Mvar	Bsh
1	1	1.06	0	0	0	0	0	-10	15	0
2	2	1.04	0	70	0	24.2	11	-35	45	0
3	2	1.05	0	70	0	0	0	-35	55	0
4	2	1.0283	0	115	0	68.5	31.2	-60	90	0
5	3	1	0	0	0	22.2	10.2	0	0	0
6	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
7	3	1	0	0	0	6	2.7	0	0	0
8	3	1	0	0	0	3.9	1.8	0	0	0
9	3	1	0	0	0	28.4	12.9	0	0	0
10	3	1	0	0	0	18	8.2	0	0	0
11	3	1	0	0	0	25	11.4	0	0	0
12	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
13	2	1	0	0	0	0	0	-35	48	0
14	3	1	0	0	0	22.5	10.3	0	0	0
15	3	1	0	0	0	19.4	8.8	0	0	0
16	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
17	3	1	0	0	0	6.4	2.9	0	0	0
18	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
19	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
20	3	1	0	0	0	52.9	24.1	0	0	0
21	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
22	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
23	3	1	0	0	0	56.7	25.8	0	0	0
24	3	1	0	0	0	21.4	9.8	0	0	0
25	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
26	3	1	0	0	0	19.6	8.9	0	0	0
27	2	1.0266	0	40	0	23.5	10.8	-20	35	0

28	3	1	0	0	0	7.8	3.5	0	0	0
29	3	1	0	0	0	5.9	2.7	0	0	0
30	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
31	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
32	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
33	3	1	0	0	0	24.7	11.3	0	0	0
34	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
35	3	1	0	0	0	13.9	6.3	0	0	0
36	3	1	0	0	0	13.9	6.3	0	0	0
37	2	1.0273	0	30	0	0	0	-20	35	0
38	3	1	0	0	0	15.6	7.1	0	0	0
39	3	1	0	0	0	1.5	0.7	0	0	0
40	3	1	0	0	0	21.6	9.8	0	0	0
41	2	1.0966	0	110	0	3	1.3	-35	45	0
42	2	1.034	0	70	0	0	0	-35	55	0
43	3	1	0	0	0	7.3	3.3	0	0	0
44	3	1	0	0	0	16.8	7.7	0	0	0
45	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
46	3	1	0	0	0	22.2	10.1	0	0	0
47	3	1	0	0	0	16.3	7.4	0	0	0
48	3	1	0	0	0	19.2	8.8	0	0	0
49	3	1	0	0	0	14.3	6.5	0	0	0
50	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
51	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
52	3	1	0	0	0	16	7.3	0	0	0
53	2	1	0	200	0	0	0	-100	160	0
54	3	1	0	0	0	7.3	3.3	0	0	0
55	3	1	0	0	0	8.7	4	0	0	0
56	3	1	0	0	0	7.2	3.3	0	0	0
57	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
58	3	1	0	0	0	22.3	10.1	0	0	0
59	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0

B.2. Données des lignes de transport du réseau algérien 59 jeux de barres**Tableau B.2.** Données des lignes de transport du réseau algérien 59-bus.

From Bus	To Bus	R pu	X pu	B/2 pu	X TAP (a)
1	38	0.152	0.483	0.00115	1
1	40	0.11	0.352	0.00085	1
2	20	0.019	0.12	0.00035	1
2	55	0.004	0.023	0.00005	1
3	20	0.018	0.119	0.00035	1
4	27	0.002	0.006	0.001	1
4	27	0.003	0.007	0.001	1
5	9	0.087	0.221	0.0005	1
5	9	0.088	0.221	0.0005	1
5	23	0.038	0.138	0.0003	1
5	23	0.038	0.14	0.0003	1
5	27	0.045	0.167	0.00035	1
5	27	0.045	0.168	0.0004	1
5	46	0.071	0.231	0.00055	1
6	5	0.002	0.054	0	1
6	13	0.054	0.19	0.0685	1
6	13	0.057	0.201	0.072	1
6	30	0.018	0.085	0.032	1
6	30	0.025	0.086	0.031	1
7	40	0.527	0.887	0.0018	1
7	56	0.364	0.627	0.0013	1
8	14	0.214	0.491	0.00125	1
8	25	0.157	0.395	0.00095	1
9	14	0.21	0.366	0.0007	1
9	14	0.129	0.324	0.00075	1
10	40	0.014	0.018	0.0007	1
10	40	0.011	0.015	0.0015	1
11	48	0.222	0.605	0.0013	1
12	11	0.02	0.054	0	1

12	37	0.013	0.045	0.0035	1
13	3	0.014	0.326	0	1
13	34	0.04	0.142	0.0505	1
13	34	0.04	0.141	0.0505	1
14	29	0.357	0.622	0.00115	1
15	54	0.115	0.277	0.003	1
16	15	0.014	0.285	0	1
16	34	0.03	0.104	0.0395	1
17	39	0.12	0.308	0.0007	1
17	44	0.37	0.949	0.00215	1
18	22	0.0055	0.02	0.00715	1
18	51	0.011	0.04	0.01425	1
19	22	0.008	0.0285	0.01025	1
19	32	0.016	0.057	0.0205	1
20	28	0.281	0.506	0.00115	1
20	55	0.016	0.101	0.0003	1
21	20	0.011	0.439	0	1
21	54	0.13	0.349	0.004	1
22	20	0.006	0.162	0	1
22	21	0.014	0.34	0	1
23	26	0.015	0.02	0.002	1
23	27	0.026	0.034	0.0035	1
23	46	0.056	0.171	0.0004	1
24	57	0.01378	0.04886	0.0175	1
25	29	0.217	0.369	0.00075	1
26	27	0.013	0.017	0.002	1
28	43	0.27	0.477	0.00105	1
29	39	0.312	0.789	0.00185	1
30	29	0.006	0.216	0	1
30	45	0.032	0.15	0.0565	1
31	34	0.0048	0.0168	0.006	1
31	50	0.0095	0.0335	0.012	1
32	34	0.008	0.0285	0.01025	1

33	35	0.092	0.155	0.0003	1
33	48	0.838	0.413	0.00285	1
34	33	0.006	0.215	0	1
36	43	0.334	0.578	0.0012	1
38	44	0.327	0.561	0.00115	1
40	41	0.014	0.019	0.002	1
40	58	0.106	0.301	0.0006	1
40	58	0.107	0.307	0.0006	1
42	59	0.00791	0.02806	0.01	1
43	52	0.094	0.16	0.00035	1
45	44	0.014	0.327	0	1
45	59	0.019	0.089	0.034	1
47	49	0.339	0.857	0.00195	1
47	58	0.219	0.547	0.0013	1
49	56	0.016	0.028	0.00005	1
50	53	0.0048	0.0168	0.006	1
51	53	0.0055	0.02	0.00715	1
53	52	0.006	0.163	0	1
57	56	0.01	0.351	0	1
57	59	0.0288	0.102	0.0365	1
59	58	0.006	0.215	0	1

Annexe C

C.1. Schéma du réseau standard IEEE-30-bus

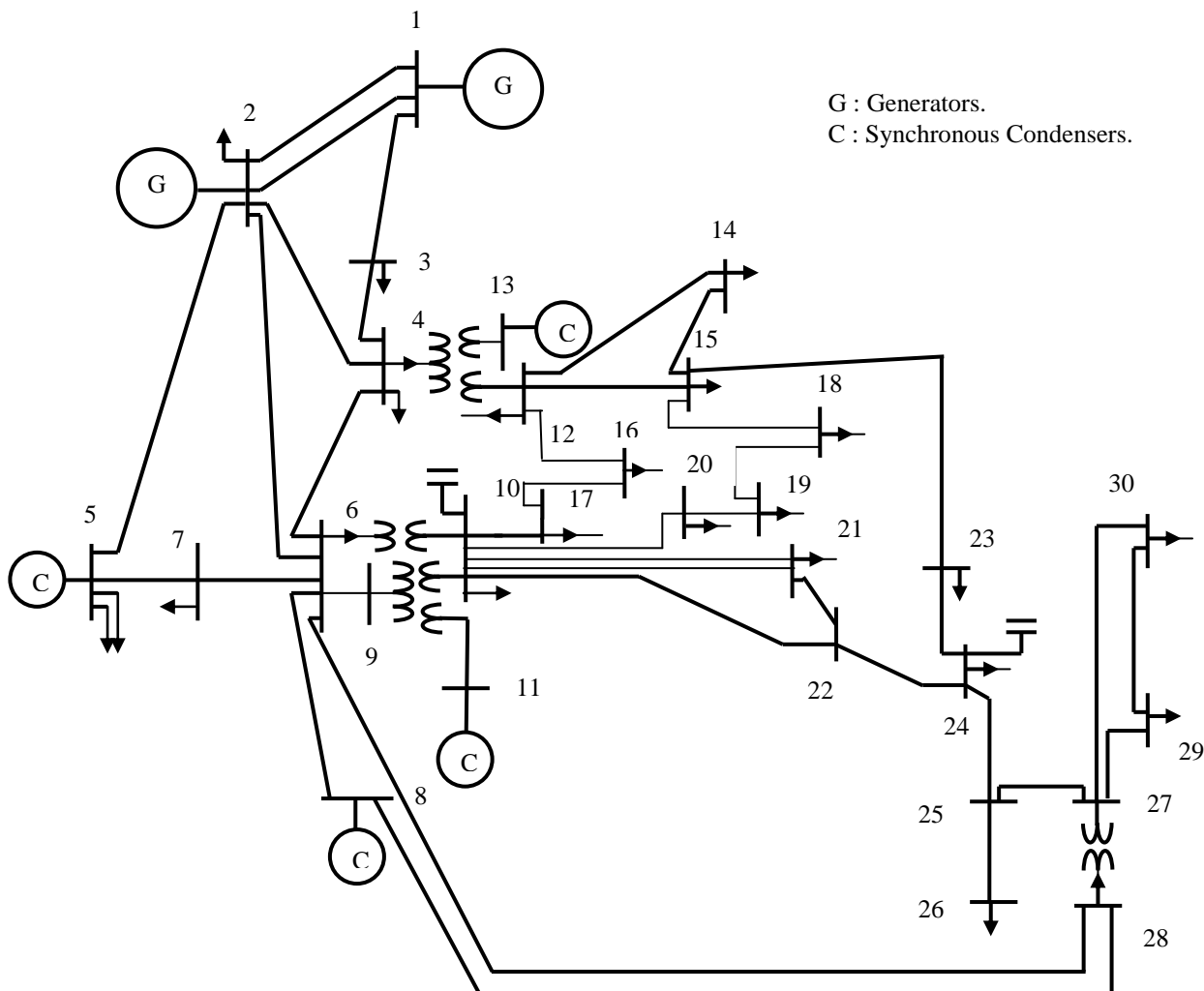


Figure C.1. Schéma unifilaire du réseau de test standard IEEE-30-bus [25].

C.2. Données des jeux de barres du réseau IEEE 30 jeux de barres

Tableau C.1. Données des jeux de barres du réseau IEEE 30-bus.

N° Jdb	code de type	Vsp pu	del Degree	PGi MW	QGi Mvar	PLi MW	QLi Mvar	Qmin Mvar	Qmax Mvar	Bsh
1	1	1.06	0	0	0	0	0	0	10	0
2	2	1.045	0	40	50.0	21.7	12.7	-40	50	0
3	3	1.0	0	0	0	2.4	1.2	0	0	0
4	3	1.06	0	0	0	7.6	1.6	0	0	0

5	2	1.01	0	0	37.0	94.2	19.0	-40	40	0
6	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0
7	3	1.0	0	0	0	22.8	10.9	0	0	0
8	2	1.01	0	0	37.3	30.0	30.0	-10	40	0
9	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0
10	3	1.0	0	0	0	5.8	2.0	0	0	19
11	2	1.082	0	0	16.2	0.0	0.0	-6	24	0
12	3	1.0	0	0	0	11.2	7.5	0	0	0
13	2	1.071	0	0	10.6	0.0	0.0	-6	24	0
14	3	1.0	0	0	0	6.2	1.6	0	0	0
15	3	1.0	0	0	0	8.2	2.5	0	0	0
16	3	1.0	0	0	0	3.5	1.8	0	0	0
17	3	1.0	0	0	0	9.0	5.8	0	0	0
18	3	1.0	0	0	0	3.2	0.9	0	0	0
19	3	1.0	0	0	0	9.5	3.4	0	0	0
20	3	1.0	0	0	0	2.2	0.7	0	0	0
21	3	1.0	0	0	0	17.5	11.2	0	0	0
22	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0
23	3	1.0	0	0	0	3.2	1.6	0	0	0
24	3	1.0	0	0	0	8.7	6.7	0	0	4.3
25	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0
26	3	1.0	0	0	0	3.5	2.3	0	0	0
27	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0
28	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0
29	3	1.0	0	0	0	2.4	0.9	0	0	0
30	3	1.0	0	0	0	10.6	1.9	0	0	0

C.3. Données des lignes de transport du réseau IEEE 30 jeux de barres

Tableau C.2. Données des lignes de transport du réseau standard IEEE 30-bus.

From Bus	To Bus	R pu	X pu	B/2 pu	X TAP (a)
1	2	0.0192	0.0575	0.0264	1

1	3	0.0452	0.1652	0.0204	1
2	4	0.0570	0.1737	0.0184	1
3	4	0.0132	0.0379	0.0042	1
2	5	0.0472	0.1983	0.0209	1
2	6	0.0581	0.1763	0.0187	1
4	6	0.0119	0.0414	0.0045	1
5	7	0.0460	0.1160	0.0102	1
6	7	0.0267	0.0820	0.0085	1
6	8	0.0120	0.0420	0.0045	1
6	9	0.0	0.2080	0.0	0.978
6	10	0.0	0.5560	0.0	0.969
9	11	0.0	0.2080	0.0	1
9	10	0.0	0.1100	0.0	1
4	12	0.0	0.2560	0.0	0.932
12	13	0.0	0.1400	0.0	1
12	14	0.1231	0.2559	0.0	1
12	15	0.0662	0.1304	0.0	1
12	16	0.0945	0.1987	0.0	1
14	15	0.2210	0.1997	0.0	1
16	17	0.0524	0.1923	0.0	1
15	18	0.1073	0.2185	0.0	1
18	19	0.0639	0.1292	0.0	1
19	20	0.0340	0.0680	0.0	1
10	20	0.0936	0.2090	0.0	1
10	17	0.0324	0.0845	0.0	1
10	21	0.0348	0.0749	0.0	1
10	22	0.0727	0.1499	0.0	1
21	22	0.0116	0.0236	0.0	1
15	23	0.1000	0.2020	0.0	1
22	24	0.1150	0.1790	0.0	1
23	24	0.1320	0.2700	0.0	1
24	25	0.1885	0.3292	0.0	1
25	26	0.2544	0.3800	0.0	1

25	27	0.1093	0.2087	0.0	1
28	27	0.0	0.3960	0.0	0.968
27	29	0.2198	0.4153	0.0	1
27	30	0.3202	0.6027	0.0	1
29	30	0.2399	0.4533	0.0	1
8	28	0.0636	0.2000	0.0214	1
6	28	0.0169	0.0599	0.0065	1

C.4. Valeurs limites

Tableau C.3. Valeurs limites des générateurs du réseau standard IEEE 30-bus.

	Min	Max		Min	Max
P_1	50	200	V_1	0.95	1.1
P_2	20	80	V_2	0.95	1.1
P_5	15	50	V_5	0.95	1.1
P_8	10	35	V_8	0.95	1.1
P_{11}	10	30	V_{11}	0.95	1.1
P_{13}	12	40	V_{13}	0.95	1.1

Tableau C.4. Valeurs limites des transformateurs et des compensateurs shunts du réseau standard IEEE 30-bus.

	Min	Max		Min	Max
$T_{11(6-9)}$	0.9	1.1	QC_{10}	0	5
$T_{12(6-10)}$	0.9	1.1	QC_{12}	0	5
$T_{15(4-12)}$	0.9	1.1	QC_{15}	0	5
$T_{36(28-27)}$	0.9	1.1	QC_{17}	0	5
			QC_{20}	0	5
			QC_{21}	0	5
			QC_{23}	0	5
			QC_{24}	0	5
			QC_{29}	0	5

C.5. Coefficients des générateurs du réseau standard IEEE 30-bus.

Tableau C.5. Coefficients des fonctions de coût des générateurs du réseau IEEE 30-bus.

N° de Jdb	a [\$/h]	b [\$/MWh]	c [\$/MWh]
1	0	2.00	0.00375
2	0	1.75	0.01750
5	0	1.00	0.06250
8	0	3.25	0.00834
11	0	3.00	0.02500
13	0	3.00	0.02500

C.6. Coefficients d'émission du réseau standard IEEE 30-bus.

Tableau C.6. Les coefficients d'émission des gaz toxiques des 6 générateurs du réseau 30-bus.

N° de Jdb	$\alpha \cdot 10^{-2}$	$\beta \cdot 10^{-4}$	$\gamma \cdot 10^{-6}$	$\omega \cdot 10^{-4}$	$\mu \cdot 10^{-2}$
1	4.091	-5.554	6.49	2.0	2.857
2	2.543	-6.047	5.638	5.0	3.333
5	4.258	-5.094	4.586	0.01	8.0
8	5,326	-3,55	3,38	20.0	2,0
11	4,258	-5,094	4,586	0.01	8,0
13	6,131	-5,555	5,151	10.00	6,667

Annexe D

D.1. Schéma unifilaire du réseau standard IEEE-14-bus

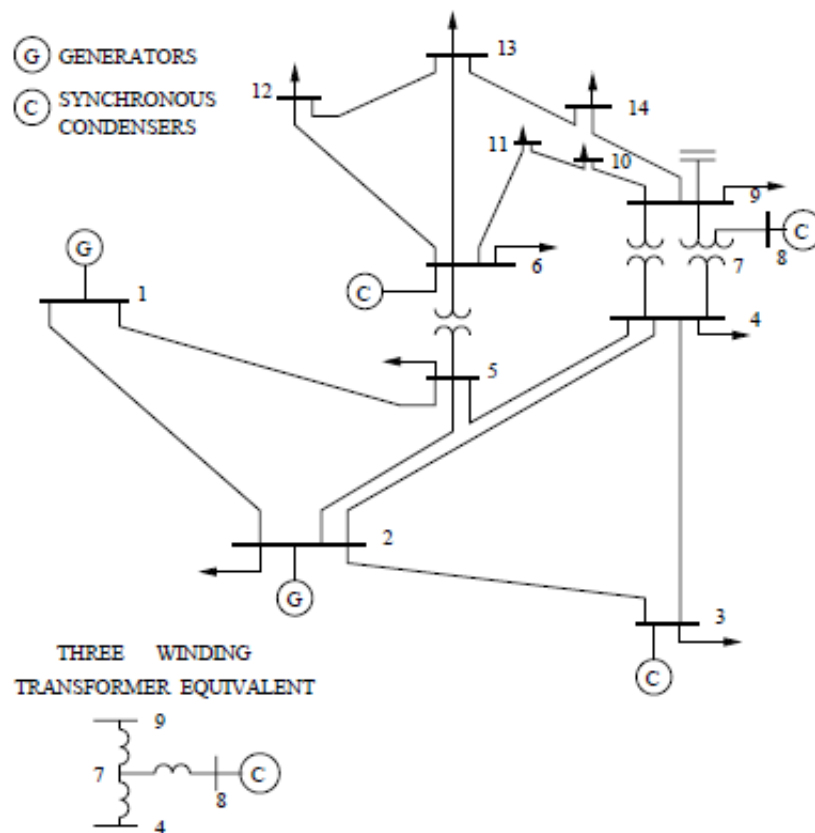


Figure D.1. Schéma unifilaire du réseau test standard IEEE-14-bus [145].

D.2. Données des jeux de barres du réseau IEEE 14 jeux de barres

Tableau D.1. Données des jeux de barres du réseau IEEE 14-bus.

N° Jdb	code de type	Vsp pu	del Degree	PGi MW	QGi Mvar	PLi MW	QLi Mvar	Qmin Mvar	Qmax Mvar	Bsh
1	1	1.06	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2	1.045	0	40	42.4	21.7	12.7	-40	50	0
3	2	1.01	0	0	23.4	94.2	19	0	40	0
4	3	1.0	0	0	0	47.8	-3.9	0	0	0
5	3	1.0	0	0	0	7.6	1.6	0	0	0
6	2	1.07	0	0	12.2	0	0	-6	24	0
7	3	1.0	0	0	0	11.2	7.5	0	0	0

8	2	1.09	0	0	17.4	0	0	-6	24	0
9	3	1.0	0	0	0	29.5	16.6	0	0	0
10	3	1.0	0	0	0	9	5.8	0	0	19
11	3	1.0	0	0	0	3.5	1.8	0	0	0
12	3	1.0	0	0	0	6.1	1.6	0	0	0
13	3	1.0	0	0	0	13.5	5.8	0	0	0
14	3	1.0	0	0	0	14.9	5	0	0	0

D.3. Données des lignes de transport du réseau IEEE 14 jeux de barres

Tableau D.2. Données des lignes de transport du réseau standard IEEE 14-bus.

From Bus	To Bus	R pu	X pu	B/2 pu	X TAP (a)
1	2	0.01928	0.05917	0.0264	1
1	5	0.05403	0.22304	0.0246	1
2	3	0.04699	0.19797	0.0219	1
2	4	0.05811	0.17632	0.0170	1
2	5	0.05695	0.17388	0.0173	1
3	4	0.06701	0.17103	0.0064	1
4	5	0.01335	0.04211	0.0	1
4	7	0.0	0.20912	0.0	0.978
4	9	0.0	0.55618	0.0	0.969
5	6	0.0	0.25202	0.0	0.932
6	11	0.09498	0.19890	0.0	1
6	12	0.12291	0.25581	0.0	1
6	13	0.06615	0.13027	0.0	1
7	8	0.0	0.17615	0.0	1
7	9	0.0	0.11001	0.0	1
9	10	0.03181	0.08450	0.0	1
9	14	0.12711	0.27038	0.0	1
10	11	0.08205	0.19207	0.0	1
12	13	0.22092	0.19988	0.0	1

13	14	0.17093	0.34382	0.0	1
----	----	---------	---------	-----	---

D.4. Valeurs limites

Tableau D.3. Valeurs limites des générateurs du réseau standard IEEE 14-bus.

	Min	Max		Min	Max
P_1	0	332.4	V_1	0.94	1.06
P_2	0	140	V_2	0.94	1.06
P_3	0	100	V_3	0.94	1.06
P_6	0	100	V_6	0.94	1.06
P_8	0	100	V_8	0.94	1.06

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] Yann Collette - Patrick Siarry, "Optimisation multiobjectif", éditions eyrolles 61, bld saint-germain 75240 Paris Cedex 05, ISBN 2-212-11168-1, (2002).
- [2] Enrique Acha, Fuerte-Esquivel C.R, Ambriz-Perez H, Angeles-Camacho C., "FACTS modeling and simulation in power networks", *John Wiley & sons, England*, ISBN 0-470-85271-2, (2004).
- [3] N.G. Hingorani and L. Gyugyi "Understanding FACTS: Concepts and technology of flexible AC transmission systems" *IEEE press*, ISBN 0-7803-3455-8, (1999).
- [4] G.N. Taranto, LM.V.G.Pinto, M.V.F.Pereira, « Representation of FACTS devices in power system economic dispatch », *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 2. May 1992, pp. 572-576.
- [5] Glauco N. Taranto, Joe H. Chow, « A robust frequency domain optimization technique for tuning series compensation damping controllers », *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3. August 1995, pp. 1219-1225.
- [6] Qihua Zhao, Jin Jiang, « Robust SVC controller design for improving power system damping », *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10. No. 4, November 1995, pp. 1927-1932.
- [7] L.A.S. Pilotto, W.W. Ping, A.R. Carvalho, A. Wey, W.F. Long, F.L. Alvarado, A. Edris, « Determination of needed FACTS controllers that increase asset utilization of power systems », *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No 1, January 1997, pp. 364-371.
- [8] S. Y. Ge, T. S. Chung, « Optimal active power flow incorporating power flow control needs in flexible AC transmission systems », *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 2, May 1999. pp. 738-744.
- [9] Jong-Young Park, Jong-Keun Park, Kwang-Myoung Son, Byoung-Moon Han, « Coordination of an SVC and external reactor/capacitor banks using Fuzzy multi-objective optimization », 2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262), Vancouver, BC, Canada, Canada, 15-19 July 2001, (Added to *IEEE Xplore*: 06 August 2002).
- [10] J. Hao, L.B. Shi, Ch. Chen, « Optimizing location of unified power flow controllers by means of improved evolutionary programming », *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 151, No. 6, November 2004, pp. 705-712.

- [11] S.Jeyadevi, S.Baskar, «Power Flow Control in FACTS Using Particle Swarm Optimization», India International Conference on Power Electronics, Chennai, India, 19-21 Dec. 2006, (Added to IEEE *Xplore*: 21 November 2008).
- [12] M. Basu, «Optimal power flow with FACTS devices using differential evolution», *Electrical Power and Energy Systems* 30 (2008) 150–156.
- [13] A.Parastar, A. Pirayesh and J. Nikoukar, «Optimal Location of FACTS Devices in a Power System Using Modified Particle Swarm Optimization», 42nd International Universities Power Engineering Conference, Brighton, UK, (Added to IEEE *Xplore*: 07 March 2008).
- [14] R. Benabid, *et al.*, "Optimal location and setting of SVC and TCSC devices using non-dominated sorting particle swarm optimization," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 1668–1677, 2009.
- [15] B. Bhattacharyya, S.K. Goswami, « Optimal Planning for the Placement of FACTS Devices by Differential Evolution Technique for the Increased Loadability of a Power System », 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Shanghai, China, 27-29 March 2012, (Added to IEEE *Xplore*: 20 September 2012).
- [16] I Made Wartana, Jai Govind Singh, Weerakorn Ongsakul, Kittavit Buayai, Sasidharan Sreedharan, “Optimal Placement of UPFC for Maximizing System Loadability and Minimize Active Power Losses by NSGA-II”, 2011 International Conference & Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues and Prospects for Asia (ICUE), Pattaya City, Thailand, 28-30 Sept. 2011, (Added to IEEE *Xplore*: 15 April 2013).
- [17] A. Rezaee Jordehi, « Brainstorm optimization algorithm (BSOA): An efficient algorithm for finding optimal location and setting of FACTS devices in electric power systems », *Electrical Power and Energy Systems* 69 (2015) 48–57.
- [18] K. Kavitha, R. Neela, « Optimal allocation of multi-type FACTS devices and its effect in enhancing system security using BBO, WIPSO & PSO », *Journal of Electrical Systems and Information Technology* (2017).
- [19] Devasahayam V, Veluchamy M. «An enhanced ACO and PSO based fault identification and rectification approaches for FACTS devices». *Int Trans Electr Energ Syst*. 2017.
- [20] Elnaz Shahryari, Hossein Shayeghi & Mohammad Moradzadeh, « Probabilistic and Multi-Objective Placement of D-STATCOM in Distribution Systems Considering Load Uncertainty », *journal of Electric Power Components and Systems*, Vol. 0 (2018), No. 0, pp. 1–16, (2018).

- [21] Anjali Atul Bhandakkar, Lini Mathew, « Optimal placement of unified power flow controller and hybrid power flow controller using optimization technique », 2018 IEEE/IAS 54th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), Niagara Falls, ON, Canada, 7-10 May 2018.
- [22] Federico Milano, « Continuous Newton's Method for Power Flow Analysis », IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 24, NO. 1, February 2009. pp. 50-57.
- [23] P. J. Lagace, « Power Flow Methods for Improving Convergence », IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, Montreal, QC, Canada, 25-28 Oct. 2012.
- [24] P. S. Bhowmik, S. P. Bose, D. V. Rajan, S. Deb, « Power Flow Analysis of Power System Using Power Perturbation method », 2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference, Wuhan, China, 8-9 Sept. 2011.
- [25] Hadi Saadat, « Power system analysis », McGraw-Hill series in electrical and computer engineering, ISBN: 0-07-012235-0, (1999).
- [26] Sayah Samir, « Application de l'intelligence artificielle pour le fonctionnement optimal des systèmes électriques », Thèse de doctorat en sciences en électrotechnique, université Ferhat Abbas- Sétif, 2010.
- [27] Labeled Djamel, « Production Décentralisée et Couplage au Réseau », thèse de doctorat d'état en électrotechnique, Université Mentouri Constantine, 2008.
- [28] Draïdi Abdellah, « Répartition optimale des puissances utilisant les techniques de l'intelligence artificielle », Thèse de doctorat en sciences en électrotechnique, université des frères Mentouri- Constantine, 2016. Encadré par Professeur Labeled Djamel.
- [29] Khaled Chikhi, « Contribution à l'analyse de la qualité de l'énergie électrique dans le cas de la stabilité de la tension », Thèse de doctorat d'état en génie électrique, université de Batna, 2007.
- [30] I. Dobson, T. Van Cutsem, C. Vournas, C.L. DeMarco, M. Venkatasubramanian, T. Overbye, C.A. Canizares, Chapitre 2 de "Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools", IEEE/PES (Power Engineering Society) Power System Stability Subcommittee, ISBN 0780378695, Aout 2002.
- [31] T. J. Overbye, "A power flow measure for unsolvable cases," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 3, pp. 1359–1365, Aug. 1994.
- [32] T. J. Overbye, "Computation of a practical method to restore power flow solvability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 1, pp. 280–287, Feb. 1995.

- [33] A. Gómez Expósito, A. J. Conejo, C. Cañizares, « Electric Energy Systems; Analysis and Operation », CRC Press, Boca Raton, London, ISBN: 978-0-8493-7365-7 (2009).
- [34] Houria Smail, « Pour une meilleure intégration des aérogénérateurs dans les réseaux Electriques », Thèse de doctorat en sciences en électrotechnique, université A. Mira-Béjaia, 2018.
- [35] R. Kanimozhi et K Selvi. « A Novel Line Stability Index for Voltage Stability Analysis and Contingency Ranking in Power System Using Fuzzy Based Load Flow ». *Journal of Elect Eng Technol.* Vol. 8, No. 4: 694-703, 2013.
- [36] A. Kazemi, B. Badrzadeh, « Modeling and simulation of SVC and TCSC to study their limits on maximum load-ability point », *Electrical Power and Energy Systems* 26 (April) (2004) 381–388.
- [37] Fetissi Selwa, « Impacts de l’insertion des énergies renouvelables sur le réseau de transport HTB », Thèse de doctorat 3ème cycle en électrotechnique, université des frères Mentouri- Constantine, 2018. Encadré par Professeur Labeled Djamel.
- [38] A-A. Edris et al, « Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS) », *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 4, October 1997, pp.1848-1853.
- [39] Akram Elmitwally, Abdelfattah Eladl, John Morrow, « Long-term economic model for allocation of FACTS devices in restructured power systems integrating wind generation », *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2015, pp. 1-12.
- [40] M. H. Haque, « Evaluation of First Swing Stability of a Large Power System With Various FACTS Devices », *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 23, NO. 3, AUGUST 2008, pp. 1144-1151.
- [41] Mezaache Mohamed, « Contribution à l’Etude du Choix Optimal de l’Emplacement du Dispositif UPFC dans les Réseaux Electriques en Utilisant une des Méthodes Artificielles », Thèse de doctorat en science en électrotechnique, université de Batna, 2016.
- [42] Stéphane Gerbex, « Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique », Thèse de doctorat en sciences techniques, école polytechnique fédérale de Lausanne, 2003.
- [43] D. Westernmann, M. Rahmani, H. Stemmler, A. Beer, « Customized FACTS devices for cost effective system solutions », *International conference on power system technology*, Beijing, 1:313-317, August 18-21, 1998.

- [44] Mezhoud Nabil, « Contribution à l'étude de l'écoulement de puissance optimal d'un réseau électrique mixte AC/DC/AC par les FACTS intelligents », Thèse de doctorat en science en électrotechnique, université de 20 Aout 1955-Skikda, 2017.
- [45] Patrice Petitclair, « Modélisation et commande de structures FACTS : (Flexible Alternating Current Transmission System) Application au STATCOM (STATIC COMPensator) », Thèse de doctorat, l'institut national polytechnique de Grenoble, 1997.
- [46] Jean-Christophe Passelergue, « Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques », Thèse de doctorat, l'institut national polytechnique de Grenoble, 1998.
- [47] Yvon Besanger, « Etude des FACTS (Flexible AC Transmission System) et de leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion », Thèse de doctorat, l'institut national polytechnique de Grenoble, 1996.
- [48] Eskandar Gholipour Shahraki, « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, Octobre 2003.
- [49] Bhushan D. Deotale, Dr. Sudhir R. Paraskar, « Transient Stability Improvement using Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC) FACTS Device, 2016 IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS), pp.1-6.
- [50] Seyed Mohammad Sadeghzadeh, « Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC », Thèse de doctorat, l'institut national polytechnique de Grenoble, 1998.
- [51] Bruce S. Rigby, Ronald G. Harley, « An Improved Control Scheme for a Series-Capacitive Reactance Compensator Based on a Voltage-Source Inverter », IEEE transactions on industry applications, Vol. 34, No. 2, March/April 1998.
- [52] Jingchao Deng, « Robust damping control of power systems with FACTS », Thèse de doctorat, Université de Birmingham, Mars 2014.
- [53] Xiao-Ping Zhang, Christian Rehtanz, Bikash Pal, « Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control », Springer Berlin Heidelberg New York, 2006.
- [54] Farhad Shahnia, Sumedha Rajakaruna, Arindam Ghosh, «Static Compensators (STATCOMs) in Power Systems », Springer Singapore Heidelberg New York Dordrecht London, 2015, ISSN 1612-1287, ISBN 978-981-287-280-7, DOI 10.1007/978-981-287-281-4.

- [55] Nicklas Johansson, « Aspects on Dynamic Power Flow Controllers and Related Devices for Increased Flexibility in Electric Power Systems », Thèse de doctorat, Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering, Stockholm 2011.
- [56] Mohammad Shahrazad, Ahmed F. Zobaa, « Optimal Allocation of FACTS Devices in Distribution Networks Using Imperialist Competitive Algorithm », International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol 8, No 5 (2013).
- [57] Jan De Kock, « Practical Power Distribution for Industry », (Cobus Strauss (2004). ISBN 0 7506 6396 0.
- [58] Gianluigi Migliavacca, « Advanced Technologies for Future Transmission Grids », Springer London Heidelberg New York Dordrecht, 2013. ISSN 1612-1287, ISBN 978-1-4471-4548-6.
- [59] Young, D, « Hitting a Moving Target with Relocatable SVCs », IEE Colloquium on FACTS, London, 23 Nov 1998.
- [60] R. Mohan Mathur, Rajiv. K. Varma, « Thyristor-based FACTS controllers for electrical transmission systems », a John Willey & Sons, INC. Publication. ISBN 0-471-20643-1. (2002).
- [61] K. R. Padiyar, « Analysis of subsynchronous resonance in power systems », the Kluwer international series in engineering and computer science. ISBN 978-1-4613-7577-7, (1999).
- [62] K. Matsuno, I. Iyoda, Y. Oue, « An Experience of FACTS Development 1980s and 1990s », IEEE/PES transmission and distribution conference and exhibition: Asia pacific, pp. 1378-1381, Yokohama, 6–10 Oct 2002.
- [63] K. H. Ssbrink K. W. Renz H. Tyil, « Operational experience and field tests of the SVG at Rejsby Hede », International Conference on power system technology, POWERCON '98, pp. 318-322, Beijing, 18–21 Aug 1998.
- [64] D.Kidd, B. Mehraban, B. Ekehav, J. Ulleryd, A. Edris, « Eagle Pass Back to Back VSC Installation and Operation », IEEE power engineering society general meeting, pp. 1829-1833, Toronto, 13–17 July 2003.
- [65] B. Fardanesh, A. Schuff, « Dynamic Studies of the NYS Transmission System With the Marcy CSC in the UPFC and IPFC Configurations », IEEE PES transmission and distribution conference and exposition, pp. 1175-1179, Dallas, 7–12 Sept 2003.
- [66] Purwoharjono Purwoharjono, Ontoseno Penangsang, Muhammad Abdillah, Adi Soeprijanto, « Optimal Design of TCPST Using Gravitational Search Algorithm », 2012

- Sixth UKSim/AMSS European Symposium on Computer Modeling and Simulation, pp.323-328.
- [67] Prechanon Kumkratug, “Improvement of Transient Stability of Power System by Thyristor Controlled Phase Shifter Transformer”, *American Journal of Applied Sciences* 7 (11): 1495-1499, 2010, ISSN 1546-9239.
- [68] Pratik Biswas, “The Influence of Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer on Balance Fault Analysis”, *International Journal of Modern Engineering Research (IJMER)*, Vol.2, Issue.4, July-Aug. 2012 pp-2472-2476 ISSN: 2249-6645.
- [69] M. M. Adibi, Nelson Martins, and E. H. Watanabe, « The Impacts of FACTS and other New Technologies On Power System Restoration Dynamics », *IEEE PES General Meeting 2010*, pp.1-6.
- [70] M.Arun Bhaskar, C.Subramani, M.Jagdeesh Kumar, Dr.S.S.Dash, Dr.P.Chidambaram, « Voltage Profile Improvement Using Static Var Compensators (SVC) And Thyristor Controlled Voltage Regulator (TCVR) », *International Journal of Recent Trends in Engineering*, Vol 2, No. 7, November 2009.
- [71] Hatim Ibrahim Elsayed, « Utility Applications of Smart Online Energy Systems: A case for Investing in Online Power Electronics », thèse de doctorat, City University, London, United Kingdom, April 2014.
- [72] Michel Crapepe, « Electric Power Systems », John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 978-1-84821-008-0. (2008).
- [73] Zhihui Yuan, Sjoerd W.H. de Haan, Braham Ferreira, “A New FACTS Component-Distributed Power Flow Controller (DPFC)”, *European Conference on Power Electronics and Applications*, Aalborg, Denmark, 2-5 Sept. 2007.
- [74] Zhihui Yuan, Sjoerd W.H. de Haan, Braham Ferreira, Dalibor Cvoric, “A FACTS Device: Distributed Power-Flow Controller (DPFC)”, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, VOL. 25, NO. 10, October 2010.
- [75] K. Lakshmi, D. TaTaRao, “Comparison the Performance of DPFC and UPFC for Power Quality Improvement in Power System”, *International Journal of Science, Engineering and Technology Research (IJSETR)*, Volume 5, Issue 4, April 2016.
- [76] S. Vadivel, B.Baskaran, “Distributed Power Flow Controller (DPFC) to improve the Power Quality of Thirty Three Bus Radial System”, *International Journal of Engineering Inventions*, e-ISSN: 2278-7461, p-ISSN: 2319-6491, Volume 5, Issue 10, pp. 31-44, (Nov 2016).

- [77] Rahmat Allah Hooshmand, Mostafa Ezatabadi Pour, « Corrective action planning considering FACTS allocation and optimal load shedding using bacterial foraging oriented by particle swarm optimization algorithm », *Turk J Elec Eng & Comp Sci*, Vol.18, No.4, pp. 597-612, 2010.
- [78] L.J. Cai, I. Erlich, G. Stamtsis, « Optimal Choice and Allocation of FACTS Devices in Deregulated Electricity Market using Genetic Algorithms », *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, New York, NY, USA, 10-13 Oct. 2004.
- [79] Peterson, N.M., Scott Meyer, W., “Automatic Adjustment of Transformer and Phase Shifter Taps in the Newton Power Flow”, *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems PAS-90(1)* 103–108 (1971).
- [80] Tinney, W.F., Hart, C.E., “Power Flow Solution by Newton’s Method”, *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems PAS-86(11)* 1449–1460 (1967).
- [81] Ambriz-Pérez, H., Acha, E., and Fuerte-Esquivel, C.R., “Advanced SVC Models for Newton–Raphson Load Flow and Newton Optimal Power Flow Studies”, *IEEE Trans. Power Systems* 15(1) 129–136 (2000).
- [82] Fuerte-Esquivel, C.R., Acha, E., “Newton–Raphson Algorithm for the Reliable Solution of Large Power Networks with Embedded FACTS Devices”, *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution* 143(5) 447– 454 (1996).
- [83] Fuerte-Esquivel, C.R., Acha, E., “Unified Power Flow Controller: A Critical Comparison of Newton–Raphson UPFC Algorithms in Power Flow Studies”, *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution* 144(5) 437– 444 (1997).
- [84] Sekhane Hocine, Labeled Djamel, « Enhancement of power flow using FACTS systems », *Global Journal of Computer Sciences: Theory and Research*, Volume 07, Issue 1, (2017) 38-47.
- [85] Dutta S, Kumar R P, Nandi D, “Optimal location of STATCOM using chemical reaction optimization for reactive power dispatch problem”, *Ain Shams Engineering Journal*. Vol 7, pp. 233-247, (2016).
- [86] Bouktir T, Slimani L. “Optimal power flow of the Algerian network using genetic algorithms”, *WSEAS Trans Circ Syst*; 6(3):1478–82 (2004).
- [87] H.R.E.H. Bouchekara, M.A. Abido, A.E. Chaib, R. Mehasni, « Optimal power flow using the league championship algorithm: a case study of the Algerian power system », *Energy conversion and management*, vol. 87, pp. 58-70, (2014).

- [88] Sayah S, Zehar K. “Economic load dispatch with security constraints of the Algerian power system using successive linear programming method”, *Leonardo J Sci*; 9:73–86 (2006).
- [89] Mancer Nabil, « Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité de la Sélectivité du Système de Protection des Réseaux Electriques par les Méthodes Méta-heuristiques », thèse de doctorat en science en génie électrique, université de Mohamed Kheider Biskra, 2017.
- [90] HREH. Boucekara, M.A. Abidob, M. Boucherma, « Optimal power flow using Teaching-Learning-Based Optimization technique », *Electric Power Systems Research*, vol. 114, pp. 49-59, May 2014.
- [91] Momoh JA, El-Hawary ME, Adapa R. « A review of selected optimal power flow literature to 1993. II. Newton, linear programming and interior point methods » *IEEE Trans Power Syst*, vol. 14, No (1), pp.105–111, (1999).
- [92] Sergio Granville, « Optimal reactive dispatch through interior point methods », *IEEE Trans. Power Syst.* vol. 9, No (1), pp. 136–146, (1994).
- [93] V.H. Quitana, M. santos-Nieto, « Reactive-power dispatch by successive quadratic programming », *IEEE Trans Energy convers*; vol. 4, No (3), pp.425-435, (1989).
- [94] S. Frank, I. Steponavice, S. Rebennack, « Optimal power flow: a bibliographic survey I, formulations and deterministic methods », *Energy Syst.* 3 (3) pp.221–258, (2012).
- [95] Sekhane Hocine, Labeled Djamel, « Identification of the Weakest Buses to Facilitate the Search for Optimal Placement of Var Sources Using "Kessel and Glavitch" Index », *J Electr Eng Technol*, Vol.14, No.4, (2019). ISSN 1975-0102, DOI 10.1007/s42835-019-00160-7
- [96] A. Ramesh Kumar and L. Premalatha, « Real coded Biogeography-Based Optimization for Environmental Constrained Dynamic Optimal Power Flow », *Journal of Elect Eng Technol*, vol. 10, no. 1, pp. 56-63, January 2015.
- [97] Sekhane Hocine, Labeled Djamel, « Optimal Number and Location of UPFC Devices To Enhance Voltage Profile and Minimizing Losses In Electrical Power Systems », *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, Vol. 9, No. 5, (2019). pp. 3981-3992, ISSN: 2088-8708, DOI: 10.11591/ijece.v9i5
- [98] Serhat Duman, Ugur Guvenc, Yusuf Sonmez, Nuran Yorukeren, « Optimal power flow using gravitational search algorithm », *Energy Conversion and Management*, vol. 59, pp. 86-95, (2012).

- [99] Taher Niknam, Mohammad rasoul Narimani, Masoud Jabbari, Ahmad Reza Malekpour, « A modified shuffle frog leaping algorithm for multi-objective optimal power flow », *Energy journal*, vol. 36, pp. 6420-6432, (2011).
- [100] Samir Sayah, Khaled Zehar, « Modified differential evolution algorithm for optimal power flow with non-smooth cost functions », *Energy convers manag*, vol. 49, pp. 3036-3042, (2008).
- [101] Mathieu Liedloff, « Algorithmes exacts et exponentiels pour les problèmes NP-difficiles : domination, variantes et généralisations », thèse de doctorat, université Paul Verlaine Metz, 2007.
- [102] Omessaad Hajji, « Contribution au développement de méthodes d'optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs électrotechniques », Thèse de doctorat en génie électrique, école centrale de Lille, université des sciences et technologies de Lille, 2003.
- [103] Florin Capitanescu, Mevludin Glavic, Louis Wehenkel, « An interior-point method based optimal power flow », 3-rd ACOMEN conference, Gand, Belgium, June 2005.
- [104] N. Karmarkar, « A new polynomial-time algorithm for linear programming », *Combinatorica* Vol 4(4). pp. 373-395, (1984).
- [105] J.P. Sridhar and R. Prakash, "Multi-objective Whale Optimization Based Minimization of Loss, Maximization of Voltage Stability Considering Cost of DG for Optimal Sizing and Placement of DG", *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol/issue: 9(2), pp. 835-839, 2019.
- [106] Turaj Amraee, « Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Seeker Algorithm » *IEEE Trans. Power Del*, vol. 27, no.3, pp. 1415–1422, July. 2012.
- [107] David. E. Goldberg, « Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning », Addison-Wesley Publishing Company, Inc. 1st edition, (1989). ISBN 0-201-15767-5.
- [108] O. Eseosa and U. Roland, "Genetic Algorithm Based Optimal Placement of Tcsc and Upfc in the Nigeria 330KV Integrated Transmission Line Network at Different Reactive Power Loadings," *Journal of Engineering Science and Technology Review*, vol. 6, pp. 82 – 89, 2013.
- [109] S. Jigar *et al.*, "Optimal location of multi-types of FACTS devices using genetic algorithm" *International journal of research in computer science*, vol. 2 Issue 3, pp. 11-15, 2012.

- [110] S. Gerbex *et al.*, "Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms" *IEEE trans power systems* 16(3), pp. 537-544, 2001.
- [111] M. Mezaache *et al.*, "UPFC device: Optimal location and parameter setting to reduce losses in electric-power systems using a genetic algorithm method" *Transactions on electrical and electronic materials*, vol. 16 No 6, 2015.
- [112] G.A. Salman *et al.*, "Implementation Optimal Location and Sizing of UPFC on Iraki Power System Grid (132 kV) Using Genetic Algorithm", *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*, vol/issue: 9(4), pp. 1607-1615, 2018.
- [113] S.R. Najafi *et al.*, "A novel approach to optimal allocation of SVC using genetic algorithms and continuation power flow". *First international Power and Energy Conference PECon*, Putrajaya Malaysia, pp. 202-206, 2006.
- [114] Riccardo Poli, James Kennedy, and Tim Blackwell, "Particle swarm optimization», *Swarm Intelligence*", (1) 33–57, 2007.
- [115] Russell C Eberhart, Yuhui Shi, and James Kennedy, "Swarm Intelligence", *The Morgan Kaufmann Series in Artificial Intelligence*, Morgan Kaufmann, San Francisco, CA, USA, 2001.
- [116] F. Heppner and U. Grenander, "A stochastic non linear model for coordinated bird flocks", AAAS Publication, Washington, DC, 1990.
- [117] M. Peyvandi, M. Zafarani and E. Nasr, "Comparison of Particle Swarm Optimization and the Genetic Algorithm in the Improvement of Power System Stability by an SSSC-based Controller", *Journal of Elect Eng Tecnol.* vol. 6, no. 2, pp. 182-191, March 2011.
- [118] Russell C Eberhart, and J. Kennedy, "Particle Swarm Optimization," *Proc. of IEEE International Conf. on Neural Networks*, vol. 4, pp. 1942–1948, 1995.
- [119] I. N. Kassabalidis, « Dynamic Security Border Identification Using Enhanced Particle Swarm Optimization », *IEEE Transactions on Power System*, vol. 17, no. 3 Aug 2002.
- [120] Jong-Bae Park *et al.* "A Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch with Nonsmooth Cost Function", *IEEE Transactions On Power System*, vol. 20, no. 1, pp. 34-42, Feb 2005.
- [121] M.A. Abido, "Optimal power flow using particle swarm optimization", *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 24, no. 7, pp. 563-571, 2002.
- [122] A. Kaveh, "Advences in meta-heuristic algorithms for optimal design of structures", 2nd ed. Springer, 2017.

- [123] K. Lee, Y. Park, J. Ortiz, “A united approach to optimal real and reactive power dispatch”, *IEEE Trans. Power App. Syst*, vol. 104, no. 5, pp. 1147-1153, 1985.
- [124] Krishna Teerth Chaturvedi, Manjaree Pandit, Laxmi Srivastava, « Particle swarm optimization with time varying acceleration coefficients for non-convex economic power dispatch», *Electrical Power and Energy Systems* Vol. 31, pp. 249–257, (2009).
- [125] Dai, C., Zhu, Y., Chen, W.: Seeker optimization algorithm. In: *Computational Intelligence and Security*, pp. 167–176 (2007).
- [126] Chaohua Dai, Weirong Chen, and Yunfang Zhu, « Seeker Optimization Algorithm for Digital IIR Filter Design », *IEEE transactions on industrial electronics*, Vol. 57, No. 5, May 2010.
- [127] B. Raphael and I. F. C. Smith, “A direct stochastic algorithm for global search,” *Appl. Math. Comput.*, vol. 146, pp. 729–758, 2003.
- [128] D. Li, “Uncertainty reasoning based on cloud models in controllers,” *Comput. Math. Appl.*, vol. 35, no. 3, pp. 99–123, Feb. 1998.
- [129] Ali Husseinzadeh Kashan, « League championship algorithm: a new algorithm for numerical function optimization », In: *Proceedings of the international conference of soft computing and pattern recognition. SoCPaR 2009. IEEE Computer Society; 2009. p. 43–48.*
- [130] Pourali Z, Aminnayeri M, « A novel discrete league championship algorithm for minimizing earliness/tardiness penalties with distinct due dates and batch delivery consideration », *ICIC 2011(1):139–146.*
- [131] Ali Husseinzadeh Kashan, « League Championship Algorithm (LCA): An algorithm for global optimization inspired by sport championships », *Applied Soft Computing* 16 (2014), pp. 171–200.
- [132] Ouafa Herbadji, Ketfi Nadhir, Linda Slimani, Tarek Bouktir, « Optimal power flow with emission controlled using firefly algorithm », *5th International Conference on Modeling, Simulation and Applied Optimization (ICMSAO)*, 28-30 April 2013, Hammamet, Tunisia, Added to *IEEE Xplore*: 08 July 2013.
- [133] Linda Slimani, Tarek Bouktir, « Economic power dispatch of power systems with pollution control using artificial bee colony optimization », *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, Vol 21, pp. 1515-1527, (2013).
- [134] L. Slimani and T. Bouktir, « Optimal Power Flow with Emission Controlled using Artificial Bee Colony Algorithm », *12th International conference on Sciences and Techniques of Automatic control & computer engineering*, 2011, Sousse, Tunisia.

- [135] P. Kessel, H. Glavitsch, "Estimating the voltage stability of a power system", *IEEE Trans Power Deliv PWRD*, vol. 1, no. 3, pp. 346-54, 1986.
- [136] Chih-Wen Liu, Chen-Sung Chang, Mu-Chun Su, "Neuro-Fuzzy Networks for Voltage Security Monitoring Based on Synchronized Phasor Measurements", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 326-332, 1998.
- [137] M. Amroune, A. Bourzami, T. Bouktir. "Weakest Buses Identification and Ranking in Large Power Transmission Network by Optimal Location of Reactive Power Supports", *TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering*, Vol. 12, no. 10, pp. 7123 – 7130, Oct 2014.
- [138] Y.Y. Hong, C.H. Gau, "Voltage stability indicator for identification of the weakest bus/area in power systems", *IEE Proc-Gener. Transm. Distrib*, vol. 141, no. 4, pp. 305-309, 1994.
- [139] Wenping Qin, Wei zhang, Peng Wang, Xiaoqing Han. "Power System Reliability Based on Voltage Weakest Bus Identification", *Power and Energy Society General Meeting*. 2011.
- [140] Houssef Rafik El-Hana Bouchekara, Mohammad Ali Abido, and Alla Eddine Chaib, « Optimal Power Flow Using an Improved Electromagnetism-like Mechanism Method », *Electric Power Components and Systems*, Vol 44 (4), pp. 434–449, 2016.
- [141] Belkacem Mahdad, K. Srairi, B. Tarek, and A. Bensalem, « Dispatching Economique du Réseau Electrique Algérien en Présence des dispositifs Shunt FACTS avec Considération de la Pollution », International Conference on Electrical Networks, Sidi Belabess-ICEN'2010, pp. 73-78, September 28 & 29,2010, Algeria.
- [142] L. Gyugyi "Unified power flow control concept for flexible AC transmission systems". *IEE proceedings*, vol. 139.No 04, 1992.
- [143] W.L. Fang and H. Ngan "A robust load flow technique for use in power systems with unified power flow controllers" *Electric power system research journal*, vol. 53, pp. 181-186, 2000.
- [144] R.Mohamad Idris, A.Kharuddin, M.W.Mustafa, "Optimal choice of FACTS devices for ATC enhancement using bees algorithm". *Australasian Universities Power Engineering Conference AUPEC*, Adelaide, SA, Australia, 27-30 Sept. 2009.
- [145] A. Oukennou, et al., "Coordinated Placement and Setting of FACTS in Electrical Networks based on Kalai-smorodinsky Bargaining Solution and Voltage Deviation Index," *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol/issue: 8(6), pp. 4079-4088, 2018.

ملخص: تُعتبر مشكلة تدفق القدرة المعروفة باسم توزيع الحمل واحدة من أهم المشكلات الأساسية في دراسة الشبكات الكهربائية. لقد جذبت هذه المشكلة الباحثين لإيجاد حلول فعالة وكافية. يُعد استخدام أنظمة نقل التيار المتناوب المرنة "FACTS" أحد أكثر الحلول فعالية لهذه المشكلة. يهدف هذا العمل إلى تقديم دراسة مفصلة تدرج تحت فئة البحث الذي يجمع بين استخدام أجهزة "فاكتس" المختلفة وطرق التحسين أو تحسين الاستدلال الفوقية بحيث يمكن تحقيق مستوى عالٍ من تحسين تدفق القدرة. بدايةً، تم تأسيس حالة البحث في الأعمال المختلفة التي تشكل جزءًا من هذه المجموعة البحثية، ثم تمت دراسة معادلات تدفق الطاقة الأساسية. أخيرًا، تم تقديم أجهزة "فاكتس" المختلفة بالإضافة إلى أفضل طرق التحسين الأمثل. بالإضافة إلى ذلك، تم اقتراح ثمانية (08) تطبيقات، حيث الهدف الرئيسي يتمثل في تحسين تدفق القدرة من خلال أجهزة "فاكتس" SSSC و SVC و STATCOM و UPFC بالإضافة إلى استخدام طرق التحسين: PSO، GA و LCA التي تم استخدامها لتحديد أضعف القضبان في الأنظمة الكهربائية وللبحث على الموقع الأمثل وعدد الأجهزة وضبطها. من ناحية أخرى، قدمت التفسيرات والتعليقات والمناقشات للمقارنة.

كلمات مفتاحية: تدفق القدرة، فاكنتس، التحسين الأمثل، "SSSC" "SVC" "ستاتكوم" STATCOM، "UPFC"، سرب الجزينات، الخوارزمية الجينية، خوارزمية بطولة الدوري، أضعف قضبان التوصيل، الموقع الأمثل، العدد الأمثل، الضبط الأمثل.

Résumé Le problème de l'écoulement de puissance autrement dite répartition des charges est considérée parmi les problèmes fondamentaux les plus importants dans l'étude des réseaux électriques. Dans le passé comme dans le présent, ce problème a attiré les chercheurs pour trouver des solutions efficaces et adéquates. L'utilisation des systèmes flexibles de transmission en courant alternatif « FACTS » est l'une des solutions les plus efficaces face à ce problème. Cette thèse vise à présenter une étude détaillée qui s'inscrit dans la catégorie de recherche qui combine entre l'utilisation des différents dispositifs FACTS et les méthodes d'amélioration ou d'optimisation méta-heuristiques afin d'atteindre un haut niveau d'amélioration de l'écoulement de puissance. Au départ, on a établi un état de l'art des différents travaux réalisés qui s'inscrit dans cette combinaison de recherche. Ensuite, on a étudié les équations de base de l'écoulement de puissance, et on a présenté les différents dispositifs FACTS ainsi que les méthodes d'optimisations les plus réponsus. En outre, on a proposé huit (8) applications dont l'objectif principal est l'amélioration de l'écoulement de puissance à travers les dispositifs FACTS : SSSC, SVC, STATCOM et UPFC ainsi que l'utilisation des méthodes d'optimisation : PSO, GA et LCA qui ont été utilisées pour l'identification des jeux de barres les plus faibles dans les systèmes électriques et la recherche de l'emplacement, du nombre et de réglage optimales de ces dispositifs proposés. D'autre part, des interprétations, des commentaires et des discussions comparatives ont été fournies.

Mots-clés : Ecoulement de puissance, FACTS, Optimisation, SSSC, SVC, STATCOM, UPFC, PSO, GA, LCA, Jdb plus faibles, Emplacement optimal, Nombre optimal, Réglage optimal.

Abstract The power flow problem known as load distribution is considered as one of the most important fundamental problems in the study of electrical networks. This problem has attracted researchers to find effective and adequate solutions. The use of flexible AC transmission systems "FACTS" is one of the most effective solutions to this problem. This work aims at presenting a detailed study that falls under the category of research that combines the use of different FACTS devices and methods of improvement or meta-heuristics optimization so that a high level of power flow improvement can be achieved.

Initially, the arts state of the different works that are part of this research combination were established, then, the basic power flow equations were studied. Finally, the different FACTS devices as well as the most optimizing methods were presented. In addition, eight (08) applications were proposed, the main objective whose principal objective is to improve the power flow through FACTS devices: SSSC, SVC, STATCOM and UPFC as well as the use of optimization methods: PSO, GA and LCA that have been used to identify the weakest bus bars in the electrical systems and to find the optimal location, number and tuning of the proposed devices. On the other hand, interpretations, comments and comparative discussions were provided.

Keywords: Power flow, FACTS, Optimization, SSSC, SVC, STATCOM, UPFC, PSO, GA, LCA, Weakest buses, Optimal placement, Optimal number, Optimal setting.