

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département :
Ref :



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم:
المرجع:

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de
Doctorat en sciences

Spécialité : Réseaux Electriques

**Commande Robuste d'un Dispositif FACTS par les
Méthodes Métaheuristiques pour la Stabilité de
Tension d'un Réseau Electrique**

Présentée par :

GACEM Abdelmalek

Soutenue publiquement le 15/04/2019

Devant le jury composé de :

| | | | |
|------------------------------|------------|------------|----------------------|
| Pr. SRAIRI Kamel | Professeur | Président | Université de Biskra |
| Pr. BENATTOUS Djilani | Professeur | Rapporteur | Université d'El-Oued |
| Pr. BENCHOUIA Mohamed Toufik | Professeur | Examineur | Université de Biskra |
| Dr. ZELLOUMA Laid | MCA | Examineur | Université d'El-Oued |

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier tout premièrement Dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il m'a donné durant toutes ces longues années.

Ainsi, je remercie tout particulièrement Monsieur **BENATTOUS DJILANI**, Professeur à l'Université d'El-Oued pour m'avoir encadré, ainsi que leurs nombreux conseils, suggestions et encouragements.

Merci également à tous les membres de jury de thèse et tous les participants.

Finalement, je tiens à remercier ma famille pour son soutien constant tout au long de mes études.



DEDICACES

*J*e dédie ce travail à :

Ma très chère mère et mon père qui se sont sacrifiés tout au long de mes études.

Ma femme

Mes frères et mes sœurs.

Toute la famille GACEM.

Tous mes amis.

Et, tous ceux qui me sont chers.



RÉSUMÉ

Dans ce travail de recherche nous proposons l'amélioration de la stabilité de tension aux réseaux électriques par l'intégration des dispositifs FACTS. Ces dispositifs récents ont ouvert des nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance...etc.), qui permet d'améliorer la stabilité de tension du réseau. Cependant, avec un mal conçu ou un mauvais contrôle de ces dispositifs, on risque de ne pas bénéficier leurs avantages. Donc, le choix du type de FACTS à utiliser, Et le nombre approprié, ses valeurs de consigne et son emplacement est la plus importante opération lors du dimensionnement des FACTS dans les grands réseaux électriques.

L'objectif principal de cette thèse est le contrôle robuste et l'utilisation des FACTS d'une manière optimale par les méthodes métaheuristiques, dans le but d'améliorer la stabilité de tension aux réseaux électriques. Pour vérifier l'efficacité de ces méthodes proposées, elles ont été étudiées sur des différents réseaux électriques en utilisant le SVC (Static Var Compensator), le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) et la coordination entre eux dans le cas d'augmentation de la puissance réactive de la charge.

L'ensemble des résultats obtenus montrent que ces méthodes sont prometteuses et elles possèdent une grande flexibilité pour une utilisation optimale des dispositifs FACTS qui permet une exploitation flexible et plus stable du réseau électrique.

Mots clés :

Stabilité de la Tension, Méthodes Métaheuristiques d'optimisation, Fonctions objectives et Dispositifs des FACTS, SVC et TCSC.

ملخص

في هذه الرسالة نقترح تحسين استقرار الجهد في الشبكات الكهربائية من خلال دمج أجهزة (FACTS) المعتمدة على الإلكترونيات, هذه الأجهزة الحديثة فتحت آفاقا جديدة لاستخدام أكثر كفاءة للشبكات الكهربائية من خلال إجراءات مستمرة وسريعة على قيم المعلمات الخاصة بالشبكة (زاوية الطور، الجهد، الممانعة) مما تسمح بزيادة استقرار فولطية الشبكة بشكل أفضل. غير أن سوء التصور أو التحكم السيئ لهذه الأجهزة، قد يؤدي لعدم الاستفادة من مزاياها، لذلك فإن اختيار نوع (FACTS)، وعددها المناسب و قيمها الخاصة و أماكن وضعها في الشبكة، هي الخطوة الأكثر أهمية عند تحجيم (FACTS) في الشبكات الكهربائية الكبيرة.

الهدف الأساسي في هذا البحث هو التحكم القوي والاستخدام الأمثل لأجهزة (FACTS) باستعمال أساليب (Métaheuristiques) لتحسين استقرار الجهد في الشبكة الكهربائية. و لتحقيق من فعالية الأساليب المقترحة تمت دراستها على شبكات كهربائية مختلفة باستعمال جهاز المعوض الثابت للطاقة المتفاعلة (SVC) و المعوض التسلسلي المتحكم فيه بواسطة الترسنور (TCSC) و كذلك الربط بينهم في حالة زيادة الحمولة.

جميع النتائج المتحصل عليها أثبتت أن هذه الأساليب تولد حلول مثالية في العديد من الوظائف الموضوعية ولها مرونة كبيرة للاستخدام الأمثل لأجهزة (FACTS) تسمح لنا باستغلال الشبكات الكهربائية بطرق مرنة وأكثر استقرار.

الكلمات المفتاحية :

استقرار التوتر، طرق الأمثل (Métaheuristiques)، دالة الهدف، أجهزة (FACTS)، المعوض الثابت للطاقة المتفاعلة (SVC)، المعوض التسلسلي المتحكم فيه بواسطة الترسنور (TCSC).

TABLE DES MATIERES

| | |
|---------------------------------|------|
| Remerciements | I |
| Dédicace | II |
| Résumé | III |
| Table des matières | V |
| Liste des figures | X |
| Liste des tableaux | XIII |
| Liste des symboles | XIV |

Chapitre I: Introduction générale

| | |
|---|---|
| I.1 Généralités..... | 1 |
| I.2 Motivation de la recherche..... | 2 |
| I.3 Objectifs et contributions de la thèse..... | 4 |
| I.4 Organisation de la thèse..... | 5 |

Chapitre II: Etat de l'art de la stabilité des réseaux

| | |
|--|----|
| II.1 Introduction | 7 |
| II.2 Description de la stabilité des réseaux électriques..... | 7 |
| II.3 Définition..... | 8 |
| II.4 Les différents types de la stabilité de système de puissance..... | 8 |
| II.4.1 Stabilité de l'angle du rotor..... | 9 |
| II.4.1.1 Stabilité de l'angle du rotor aux petites perturbations..... | 11 |
| II.4.1.2 Stabilité de l'angle du rotor aux grandes perturbations..... | 12 |
| II.4.2 Stabilité de la tension..... | 13 |
| II.4.2.1 Stabilité de la tension aux grandes perturbations..... | 14 |
| II.4.2.2 Stabilité de la tension aux petites perturbations..... | 15 |
| II.4.3 Stabilité de fréquence..... | 16 |
| II.5 Formulation mathématique de la stabilité..... | 17 |
| II.5.1 Stabilité du point d'équilibre..... | 18 |
| II.5.2 Stabilité asymptotique d'un point d'équilibre..... | 19 |
| II.5.3 Stabilité exponentielle..... | 20 |
| II.6 Aperçu des méthodes d'étude de la stabilité..... | 20 |
| II.6.1 Méthodes d'étude des systèmes non linéaires..... | 20 |
| II.6.1.1 Méthode directe de Lyapunov..... | 20 |
| II.6.1.2 Etude par linéarisation : Stabilité petit signal..... | 22 |
| II.6.2 Méthodes d'étude de stabilité des systèmes linéaires..... | 23 |
| II.6.2.1 Méthode directe de Lyapunov (cas particulier des systèmes)..... | 23 |

| | | |
|---|--|----|
| II.6.2.2 | Méthode indirecte de Lyapunov..... | 24 |
| II.7 | Conclusion | 25 |
| Chapitre III: Stabilité de la tension du réseau électrique | | |
| III.1 | Introduction | 26 |
| III.2 | Définitions | 27 |
| III.2.1 | La stabilité de la tension..... | 27 |
| III.2.2 | L'écroulement de tension..... | 27 |
| III.3 | Causes et mécanisme d'écroulement de tension..... | 27 |
| III.4 | Modélisation des éléments du réseau électrique..... | 29 |
| III.4.1 | Modélisation des générateurs..... | 29 |
| III.4.2 | Modélisation d'une charge..... | 30 |
| III.4.3 | Modélisation de ligne longue..... | 30 |
| III.4.4 | Modélisation d'un transformateur..... | 31 |
| III.5 | Ecoulement de puissance dans les réseaux électriques..... | 31 |
| III.5.1 | Classification des jeux de barre..... | 31 |
| III.5.1.1 | Jeu de barre de référence..... | 31 |
| III.5.1.2 | Jeu de barre contrôle..... | 32 |
| III.5.1.3 | Jeu de barre de charge..... | 32 |
| III.5.2 | Les équations de l'écoulement de puissance..... | 32 |
| III.5.2.1 | Les équations aux J.d.B de charge..... | 32 |
| III.5.2.2 | Exemple d'un système à deux J.d.B..... | 33 |
| III.5.2.3 | Calcul de la puissance au niveau de J.d.B..... | 35 |
| III.5.2.4 | Les équations d'écoulement dans les lignes..... | 35 |
| III.5.2.5 | Les pertes de puissance dans lignes..... | 36 |
| III.5.3 | Résolution des équations de l'écoulement de puissance..... | 36 |
| III.5.3.1 | Méthode de Newton-Raphson..... | 37 |
| III.6 | Relation entre la puissance et la tension | 41 |
| III.7 | Indicateurs d'analyses statiques de la stabilité de tension..... | 43 |
| III.7.1 | Analyse V-Q Sensibilité..... | 44 |
| III.7.2 | Facteurs de participation..... | 45 |
| III.7.2.1 | Participations de nœud..... | 45 |
| III.7.2.2 | Participations de générateur..... | 46 |
| III.7.3 | L'indicateur L..... | 47 |
| III.7.4 | Méthode de continuation..... | 47 |
| III.7.5 | Pertes des Mw/Mvar..... | 48 |
| III.7.6 | L'indicateur ΔV | 48 |
| III.8 | Conclusion..... | 48 |
| Chapitre IV: Amélioration de la stabilité par FACTS | | |
| IV.1 | Introduction | 49 |

| | | |
|----------|---|----|
| IV.2 | Définition de FACTS..... | 49 |
| IV.3 | Différents catégories des FACTS..... | 50 |
| IV.3.1 | Compensateurs séries..... | 51 |
| IV.3.1.1 | Compensateur série commandé par thyristors (TCSC)..... | 51 |
| IV.3.1.2 | Compensateur série statique synchrone (SSSC)..... | 52 |
| IV.3.2 | Compensateurs parallèles..... | 53 |
| IV.3.2.1 | Compensateur statique d'énergie réactive (SVC)..... | 53 |
| IV.3.2.2 | Compensateur statique synchrone (STATCOM)..... | 54 |
| IV.3.3 | Compensateurs hybrides (shunt-série)..... | 54 |
| IV.3.3.1 | Contrôleur universel de flux de puissance (UPFC)..... | 54 |
| IV.3.3.2 | Contrôleur de puissance interlignes (IPFC)..... | 55 |
| IV.3.3.3 | Static Phase Shifter (SPS)..... | 56 |
| IV.4 | Type de la modélisation des dispositifs FACTS..... | 57 |
| IV.4.1 | Injection de puissances aux extrémités de la ligne..... | 57 |
| IV.4.2 | Création d'un nœud fictif..... | 58 |
| IV.4.3 | Modification de la matrice d'admittance nodale..... | 59 |
| IV.5 | Modélisation du SVC..... | 60 |
| IV.6 | Modélisation de TCSC..... | 61 |
| IV.7 | Synthèse du FACTS | 62 |
| IV.8 | Conclusion..... | 63 |

Chapitre V: L'optimisation par les méthodes métaheuristiques

| | | |
|---------|---|----|
| V.1 | Introduction..... | 64 |
| V.2 | Notions de base en optimisation..... | 64 |
| V.3 | Méthodes d'optimisations..... | 67 |
| V.3.1 | Les méthodes exactes..... | 67 |
| V.3.2 | Les Métaheuristiques..... | 68 |
| V.4 | Les méthodes Métaheuristiques à base de population..... | 69 |
| V.4.1 | Les algorithmes génétiques..... | 69 |
| V.4.1.1 | Principe de fonctionnement..... | 69 |
| V.4.1.2 | Codage des chromosomes et décodage..... | 70 |
| V.4.1.3 | Fonction d'évaluation..... | 73 |
| V.4.1.4 | Sélection..... | 73 |
| V.4.1.5 | Le croisement..... | 75 |
| V.4.1.6 | Mutation..... | 76 |
| V.4.1.7 | Organigramme de la procédure génétique..... | 77 |
| V.4.2 | L'optimisation par essaim de particulaire..... | 77 |
| V.4.2.1 | Principe de fonctionnement..... | 78 |
| V.4.2.2 | Topologie du voisinage..... | 79 |

| | | |
|---------|---|----|
| V.4.2.3 | Formalisation et programmation..... | 79 |
| V.4.2.4 | Initialisation de l'essaim et Nombre de particules..... | 80 |
| V.4.2.5 | Coefficient de constriction..... | 80 |
| V.4.2.6 | Facteur d'inertie..... | 81 |
| V.4.2.7 | Algorithmes..... | 82 |
| V.4.3 | L'optimisation par recherche de nourriture bactérienne E. Coli (BFOA).... | 82 |
| V.4.3.1 | Bactérie Escherichia coli..... | 83 |
| V.4.3.2 | Stratégies de recherche..... | 85 |
| V.4.3.3 | Modèle d'optimisation..... | 86 |
| V.4.3.4 | Organigramme de l'algorithme BFOA..... | 88 |
| V.5 | Conclusion..... | 89 |

Chapitre VI: Les emplacements optimaux des FACTS

| | | |
|--------|--|-----|
| VI.1 | Introduction..... | 90 |
| VI.2 | Présentation du problème..... | 90 |
| VI.3 | Résolution du problème..... | 92 |
| VI.4 | Fonction objectif d'emplacement optimal des FACTS..... | 94 |
| VI.4.1 | Le critère de la déviation de tension..... | 94 |
| VI.4.2 | Le critère de la perte de transmission..... | 95 |
| VI.4.3 | Le critère économique d'investissement au FACTS..... | 96 |
| VI.5 | Problème d'emplacement optimal de FACTS..... | 97 |
| VI.5.1 | Problème Mono-objectif..... | 97 |
| VI.5.2 | Problème Multi-objectif..... | 98 |
| VI.5.3 | Variables d'état..... | 98 |
| VI.5.4 | Variables de contrôle: | 98 |
| VI.5.5 | Contraintes d'égalités..... | 98 |
| VI.5.6 | Contraintes d'inégalités..... | 98 |
| VI.6 | Concept d'optimisation au sens de Pareto..... | 99 |
| VI.6.1 | Ensemble de Pareto optimal P*..... | 100 |
| VI.6.2 | Frontière du Pareto FP*..... | 101 |
| VI.7 | Conclusion..... | 101 |

Chapitre VII: Application et résultats de simulation

| | | |
|-----------|--|-----|
| VII.1 | Introduction | 102 |
| VII.2 | Réseau d'application IEEE 30-bus..... | 103 |
| VII.2.1 | Augmentation progressive de la charge..... | 103 |
| VII.2.2 | Emplacement optimal des FACTS..... | 106 |
| VII.2.2.1 | Optimisation avec considération de SVC..... | 107 |
| VII.2.2.2 | Optimisation avec considération de TCSC..... | 117 |
| VII.2.2.3 | Optimisation avec considération de coordination..... | 122 |

| | |
|--|------------|
| VII.3 Réseau d'application IEEE 57-bus..... | 123 |
| VII.3.1 Augmentation progressive de la charge..... | 124 |
| VII.4 Conclusion..... | 127 |
| Conclusion générale..... | 128 |
| Annexe..... | 130 |
| Liste des publications..... | 139 |
| Bibliographie..... | 144 |

LISTE DES FIGURES

| Chapitre I | | |
|---------------------|---|----|
| Figure I-1 | Procédure d'amélioration de l'efficacité des réseaux électriques | 5 |
| Chapitre II | | |
| Figure II-1 | Classification des différents types de la stabilité de système de | 9 |
| Figure II-2 | Stabilité d'un point d'équilibre..... | 19 |
| Figure II-3 | Stabilité asymptotique d'un point d'équilibre..... | 19 |
| Chapitre III | | |
| Figure III-1 | Mécanisme d'écroulement de tension [84]..... | 28 |
| Figure III-2 | Modèle simplifié du générateur..... | 29 |
| Figure III-3 | Modèle simplifié d'une charge électrique..... | 30 |
| Figure III-4 | Modèle en π des lignes de transport..... | 30 |
| Figure III-5 | Modèle des transformateurs..... | 31 |
| Figure III-6 | Système à deux J.d.B..... | 33 |
| Figure III-7 | Réseau simple à deux jeux de barres..... | 41 |
| Figure III-8 | Caractéristique P-V du réseau radial simple..... | 43 |
| Chapitre IV | | |
| Figure IV-1 | Schéma simplifié de Classification des dispositifs FACTS..... | 50 |
| Figure IV-2 | Schéma électrique unifilaire simplifié du TCSC | 51 |
| Figure IV-3 | Schéma électrique unifilaire simplifié du SSSC..... | 52 |
| Figure IV-4 | Schéma électrique unifilaire simplifié du SVC..... | 53 |
| Figure IV-5 | Schéma électrique unifilaire simplifié du STATCOM..... | 54 |
| Figure IV-6 | Schéma électrique unifilaire simplifié de l'UPFC..... | 55 |
| Figure IV-7 | Schéma électrique unifilaire simplifié de l'IPFC..... | 56 |
| Figure IV-8 | Schéma électrique unifilaire simplifié de SPS..... | 57 |
| Figure IV-9 | Modélisation par injection de puissance..... | 57 |
| Figure IV-10 | Modélisation avec nœud fictif..... | 58 |
| Figure IV-11 | Intégration du dispositif FACTS dans une ligne..... | 59 |
| Figure IV-12 | Modélisation d'un SVC placé en un Nœud j..... | 60 |
| Figure IV-13 | Modélisation d'un TSCS..... | 61 |
| Chapitre V | | |
| Figure V-1 | Courbe représentant les optimums locaux et les optimums..... | 66 |
| Figure V-2 | Classification de méthodes d'optimisation..... | 67 |
| Figure V-3 | Sélection par la méthode de la roue de loterie..... | 74 |
| Figure V-4 | Principe de croisement en un point..... | 75 |
| Figure V-5 | Principe de croisement en deux points..... | 76 |
| Figure V-6 | Croisement uniforme..... | 76 |

| | | |
|-------------|---|----|
| Figure V-7 | Opérateur de mutation..... | 76 |
| Figure V-8 | Organigramme d'un algorithme génétique..... | 77 |
| Figure V-9 | Schéma de principe du déplacement d'une particule..... | 78 |
| Figure V-10 | (a) anneau (avec $n = 2$), (b) rayon, (c) étoile..... | 79 |
| Figure V-11 | Organigramme d'Optimisation par essaim particules PSO..... | 82 |
| Figure V-12 | Escherichia coli..... | 83 |
| Figure V-13 | Différentes techniques de déplacement de la bactérie E. coli..... | 85 |
| Figure V-14 | Organigramme de l'algorithme BFOA..... | 89 |

Chapitre VI

| | | |
|-------------|---|-----|
| Figure VI-1 | Procédure d'emplacement optimale de dispositif FACTS..... | 93 |
| Figure VI-2 | Critère de la déviation de tension appliqué au réseau 30 jeux de 95 | 95 |
| Figure VI-3 | Critère de perte active appliqué au réseau 30 jeux de barres..... | 96 |
| Figure VI-4 | Critère économique de dispositifs FACTS | 97 |
| Figure VI-5 | Frontière de Pareto d'un problème d'optimisation bi-objectif..... | 100 |

Chapitre VII

| | | |
|---------------|--|-----|
| Figure VII-1 | Amplitude de tensions d'IEEE30-Bus (Cas 1 et 2)..... | 104 |
| Figure VII-2 | Déviations de tensions DV de IEEE30-Bus (Cas 1 et 2)..... | 104 |
| Figure VII-3 | Pertes actives DP des lignes d'IEEE30-Bus (Cas 1 et 2)..... | 104 |
| Figure VII-4 | Convergence de la déviation de tension par MC avec SVC..... | 108 |
| Figure VII-5 | Convergence de la déviation de tension par BFO avec SVC..... | 108 |
| Figure VII-6 | Convergence de la déviation de tension par AG avec SVC..... | 108 |
| Figure VII-7 | Convergence de la déviation de tension par PSO avec SVC..... | 108 |
| Figure VII-8 | Amplitude de tensions trouvées par MC avec SVC..... | 109 |
| Figure VII-9 | Amplitude de tensions trouvées par BFO avec SVC..... | 109 |
| Figure VII-10 | Amplitude de tensions trouvées par AG avec SVC..... | 109 |
| Figure VII-11 | Amplitude de tensions trouvées par PSO avec SVC..... | 109 |
| Figure VII-12 | Convergence des pertes lignes par MC avec SVC | 110 |
| Figure VII-13 | Convergence des pertes lignes par BFO avec SVC | 110 |
| Figure VII-14 | Convergence des pertes lignes par AG avec SVC | 110 |
| Figure VII-15 | Convergence des pertes lignes par PSO avec SVC..... | 110 |
| Figure VII-16 | Pertes Actives de lignes trouvées par MC avec SVC..... | 111 |
| Figure VII-17 | Pertes Actives de lignes trouvées par BFO avec SVC | 111 |
| Figure VII-18 | Pertes Actives de lignes trouvées par AG avec SVC..... | 111 |
| Figure VII-19 | Pertes Actives de lignes trouvées par PSO avec SVC | 111 |
| Figure VII-20 | Convergence de DV par MC avec SVC de dix essais..... | 112 |
| Figure VII-21 | Convergence de DV par BFO avec SVC de dix essais..... | 112 |
| Figure VII-22 | Convergence de DV par AG avec SVC de dix essais..... | 112 |
| Figure VII-23 | Convergence de DV par PSO avec SVC de dix essais..... | 112 |

| | | |
|---------------|--|-----|
| Figure VII-24 | Convergence de DV et IC Multi-Objectifs par PSO avec SVC..... | 115 |
| Figure VII-25 | Convergence de DP et IC Multi-Objectifs par PSO avec SVC..... | 115 |
| Figure VII-26 | Amplitude de tensions trouvées par PSO et SVC avec FMO..... | 116 |
| Figure VII-27 | Coût d'investissement de SVC trouvées par PSO avec FMO | 116 |
| Figure VII-28 | Pertes Actives de lignes trouvées par PSO et SVC avec FMO..... | 116 |
| Figure VII-29 | Coût d'investissement de SVC trouvées par PSO avec FMO | 116 |
| Figure VII-30 | Convergence de la déviation de tension par PSO avec TCSC..... | 117 |
| Figure VII-31 | Convergence de pertes lignes par PSO avec TCSC..... | 117 |
| Figure VII-32 | Amplitude de tensions trouvées par PSO avec TCSC..... | 118 |
| Figure VII-33 | Pertes Actives de lignes trouvées par PSO avec TCSC..... | 118 |
| Figure VII-34 | Convergence de DV et IC Multi-Objectifs par PSO avec TCSC..... | 120 |
| Figure VII-35 | Convergence de DP et IC Multi-Objectifs par PSO avec TCSC..... | 120 |
| Figure VII-36 | Amplitude de tensions trouvées par PSO et TCSC avec FMO..... | 121 |
| Figure VII-37 | Coût d'investissement de TCSC trouvées par PSO avec FMO. | 121 |
| Figure VII-38 | Pertes Actives des lignes trouvées par PSO et TCSC avec FMO..... | 121 |
| Figure VII-39 | Coût d'investissement de TCSC trouvées par PSO avec FMO. | 121 |
| Figure VII-40 | Convergence DV et DP Multi-Objectifs par PSO avec coordination. ... | 122 |
| Figure VII-41 | Amplitude de tensions trouvées par PSO et coordination avec FMO..... | 123 |
| Figure VII-42 | Pertes Actives trouvées par PSO et coordination avec FMO..... | 123 |
| Figure VII-43 | Amplitude de tensions d'IEEE57-Bus (Cas 1 et 2)..... | 124 |
| Figure VII-44 | Déviations de tensions DV de IEEE57-Bus (Cas 1 et 2)..... | 124 |
| Figure VII-45 | Pertes actives DP de lignes d'IEEE57-Bus (Cas 1 et 2)..... | 124 |
| Figure VII-46 | Convergence de la déviation de tension par PSO avec coordination.. | 125 |
| Figure VII-47 | Convergence des pertes lignes par PSO avec coordination..... | 125 |
| Figure VII-48 | Amplitude de tensions trouvées par PSO avec coordination..... | 126 |
| Figure VII-49 | Pertes Actives de lignes trouvées par PSO avec coordination.... | 126 |
| Figure VII-50 | Convergence DV et DP Multi-Objectifs par PSO avec coordination..... | 126 |
| Figure VII-51 | Amplitude de tensions trouvées par PSO et coordination avec FMO..... | 127 |
| Figure VII-52 | Pertes Actives trouvées par PSO et coordination avec FMO..... | 127 |

LISTE DES TABLEAUX

| Chapitre I | |
|---------------------|--|
| Tableau I-1 | Incidents graves dans 10 blackouts de 1965 à 2005..... 3 |
| Chapitre IV | |
| Tableau IV-1 | Contributions de la commande des divers régulateurs de FACTS..... 63 |
| Chapitre V | |
| Tableau V-1 | Code binaire et code gray sur 4 bits..... 72 |
| Chapitre VII | |
| Tableau VII-1 | Amplitude de tensions d'IEEE à 30-bus (Cas 1 et 2)..... 105 |
| Tableau VII-2 | Pertes actives de lignes d'IEEE 30-bus (Cas 1 et 2)..... 106 |
| Tableau VII-3 | Les paramètres des algorithmes MC, BFO, AG et PSO..... 107 |
| Tableau VII-4 | Optimisation DV par les quatre approches proposées avec SVC..... 109 |
| Tableau VII-5 | Optimisation DP par les quatre approches proposées avec SVC..... 111 |
| Tableau VII-6 | Comparaison au niveau d'optimalité entre les approches proposées.... 113 |
| Tableau VII-7 | Comparaison au niveau d'itération entre les approches proposées.... 113 |
| Tableau VII-8 | Optimisation simultanément DV-IC et DP-IC par PSO avec SVC..... 115 |
| Tableau VII-9 | Optimisation individuellement DV et DP par PSO avec TCSC..... 118 |
| Tableau VII-10 | Optimisation simultanément DV-IC et DP-IC par PSO avec TCSC.... 120 |
| Tableau VII-11 | Optimisation simultanément DV et DP par PSO avec coordination.. 123 |
| Tableau VII-12 | Optimisation individuellement DV et DP par PSO avec coordination.. 125 |
| Tableau VII-13 | Optimisation simultanément DV et DV par PSO avec coordination.... 127 |

LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS

| | | |
|--------------------------------------|---|---|
| FACTS | : | Flexible alternatif curant transmission systèmes. |
| SVC | : | Static Var Compensator. |
| TCSC | : | Thyristor Controlled Series Capacitor. |
| SSSC | : | Static Synchronous Series Compensator. |
| STATCOM | : | Static Synchronous Compensator. |
| UPFC | : | Unified Power Flow Controller. |
| IPFC | : | Interline Power Flow Controller. |
| SPS | : | Static Phase Shifter |
| TSC | : | Thyristor Switched Capacitor. |
| B_{SVC} | : | Susceptance de SVC |
| C_{SVC} | : | Coûts de SVC |
| C_{TCSC} | : | Coûts de TCSC |
| IC_{SVC} | : | Coûts d'investissement de SVC |
| IC_{TCSC} | : | Coûts d'investissement de TCSC |
| Q_{FACTS}^{\min} | : | La puissance réactive minimale du système FACTS |
| Q_{FACTS} | : | La puissance réactive du système FACTS |
| Q_{FACTS}^{\max} | : | La puissance réactive maximale du système FACTS |
| HVDC | : | High Voltage Direct Current |
| AVR | : | Automatic voltage regulator |
| NR | : | Newton Raphson |
| J.d.B | : | Jeux de barre |
| ref | : | Référence |
| I_{Bus} | : | Vecteur de courant de J.D.B |
| V_{Bus} | : | Vecteur de tension de J.D.B |
| y_p | : | Admittance parallèle de la ligne de transport. |
| y_s | : | Admittance série de la ligne de transport. |
| Y_{bus} | : | Admittance de réseau. |
| y_{ij} | : | Admittance de la ligne de transport. |
| Z_{ij} | : | Impédance de la ligne de transport. |
| R_{ij} | : | Résistance de la ligne de transport. |
| X_{ij} | : | Réactance de la ligne de transport. |
| δ | : | Angle de charge |
| P_i | : | Puissance active net de J.D.B i. |

| | | |
|-------------|---|---|
| P_{Gi} | : | Puissance active fournie par le générateur i . |
| P_{Di} | : | Puissance active demandé par J.D.B de charge i . |
| Q_i | : | Puissance réactive net de J.D.B i . |
| Q_{Gi} | : | Puissance réactive fournie par le générateur i . |
| Q_{Di} | : | Puissance réactive demandé par J.D.B de charge i . |
| S_i | : | Puissance apparente net de J.D.B i . |
| S_{Gi} | : | Puissance apparente fournie par le générateur i . |
| S_{Di} | : | Puissance apparente demandé par J.D.B de charge i . |
| J | : | Matrice de Jacobienne |
| J_R | : | Matrice de Jacobienne réduit |
| V_i | : | Amplitude de tension de J.D.B i |
| V^{min} | : | Valeur maximale d'amplitude de tension |
| V_i^{max} | : | Valeur minimale d'amplitude de tension |
| n_j | : | Nombre de J.D.B |
| nb | : | Nombre de branche |
| ΔP | : | Critère de pertes Mw |
| L | : | Critère L |
| P_{mi} | : | Critère de participation de générateur |
| ΔV | : | Critère de la déviation de tension. |
| AG | : | Algorithme Génétique |
| BFO | : | Bacteria foraging optimization |
| MC | : | Monte Carlo |
| PSO | : | Essaims de particules (particle swarm optimization). |
| g_i | : | Les contraintes d'égalités |
| h_j | : | Contraintes d'inégalités |
| u | : | Vecteur de décision |
| P^* | : | L'ensemble du Pareto optimal |
| PF^* | : | Frontière du Pareto optimale |

CHAPITRE I:

INTRODUCTION GENERALE

I.1 Généralités

De nos jours, les compagnies de gestion et transport d'électricité mondiales approchent de plus en plus des limites d'utilisation de leur matériel à cause de la croissance constante de la consommation d'électricité aux nombreux pays du fait de l'industrialisation, de l'urbanisation et de la croissance démographique. D'autre part, les pressions écologiques et les lourdeurs administratives rendent la construction de nouveaux projets énergétiques très difficile. Pour satisfaire cette consommation, les échanges internationaux de puissances sont intéressants, ce qui demande une interconnexion des réseaux électriques entre les différents pays. Ainsi, l'augmentation du maillage d'un réseau favorise des boucles de puissance et des lignes en parallèle. Mais d'autre part, l'interconnexion des réseaux électriques crée des scénarios de fonctionnement beaucoup plus complexes que le passé et la stabilité des réseaux électriques deviennent plus critiques.

Dans ces conditions sévères les grandes compagnies de gestion et transport d'électricité mondiales et les spécialistes des réseaux sont appelés à faire face à ces défis très importants par la modernisation des équipements de régulation existants et le développement de nouvelles techniques de commande pour une meilleure exploitation et l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques. Le développement récent des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance sont mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui a permis d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

En générale les dispositifs FACTS jouent un rôle très important dans la commande des réseaux électriques. Ils contribuent efficacement à l'amélioration de la stabilité statique et dynamique des réseaux électriques. Cependant, le choix les emplacements de FACTS dans un réseau électrique représente un facteur critique parce qu'un nombre trop important ou un mauvais positionnement des FACTS peut entraîner un dysfonctionnement du système, doit également être bien réglé leurs paramètres pour réduire les effets indésirables.

Dans la littérature, différentes approches utilisant les méthodes métaheuristiques ont été proposées pour l'emplacement et le réglage robuste des FACTS dans les réseaux électriques. L'avantage des méthodes métaheuristiques par rapport aux autres techniques d'optimisation est leur indépendance par rapport à la complexité des problèmes. De plus, il travaille sur un ensemble de points (une population) et non sur un seul point. Les méthodes métaheuristiques sont donc des méthodes d'optimisation globale.

Donc, notre travail est basé sur l'étude et l'application du compensateur statique d'énergie réactive SVC pour le contrôle et l'amélioration de la tension d'un réseau électrique. Pour atteindre cet objectif, nous proposons quelques méthodes métaheuristiques avec de fonction multi objectifs pour un réglage optimal des FACTS avec la meilleure localisation possible basée sur des indices de la stabilité.

I.2 Motivation de la recherche

La motivation principale de ce travail de recherche est la situation actuelle dans beaucoup de pays au monde est caractérisée par les tendances suivantes :

1. Augmentation de la consommation d'électricité due à l'industrialisation, à l'urbanisation et à la croissance de la population. Avec l'augmentation des transits de puissance, les réseaux deviennent plus compliqués à gérer, subissent de grandes variations de puissance et de grandes pertes. Ceci fait que leur niveau de sécurité diminue.
2. Contraintes écologiques et administratives: Le respect de l'environnement joue un rôle important actuelle et c'est principalement pourquoi il est de plus en plus difficile d'obtenir des permis de construire pour de nouvelles lignes ou centrales.

3. Contraintes opérationnelles : La demande de puissance a une croissance constante mais géographiquement irrégulière. Les centrales qui génèrent l'énergie sont souvent éloignées des charges importantes et la localisation des nouvelles centrales dépend essentiellement aux autorisations administratives et du respect de l'environnement, comme nous l'avons vu ci-dessus. Pour satisfaire la demande d'énergie sous ces conditions contradictoires, les services publics font de plus en plus appel, pour des problèmes économiques et d'amélioration de la sécurité, aux échanges internationaux de puissance, ce qui demande une interconnexion entre des systèmes prévus indépendants au départ. L'augmentation du maillage associé au mode de transit libre de puissance à travers les réseaux développe des boucles de puissance et des lignes en parallèle, ce qui surcharge certaines lignes, de détériorer le profil de tension et de diminuer la stabilité du réseau.

Depuis la création des grands réseaux électriques au 20^{ième} siècle, de grandes pannes d'électricité (blackouts), phénomènes désastreux, se sont produites régulièrement au monde. À partir des données disponibles, certains incidents graves dans 10 blackouts de 1965 à 2005 ont été analysés dans cette Tableau (I-1).

Tableau (I-1). Incidents graves dans 10 blackouts de 1965 à 2005.

| Blackouts | Types d'incidents | | | | |
|---|-------------------|----------|----------|----------|----------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 9/11/1965 Etats Unis | | | √ | | |
| 19/12/1978 France | √ | | √ | | |
| 2/7/1996 Etats Unis | √ | | √ | | |
| 07/08/1996 Etats Unis | √ | | √ | | |
| 12/01/2003 Croatie | | | | √ | |
| 14/08/2003 Nord-Est des Etats Unis et Canada | √ | | √ | | |
| 23/09/2003 Est du Danemark et sud de la Suède | √ | | √ | | |
| 28/09/2003 Italie | | √ | √ | | √ |
| 12/07/2004 Athènes et sud de la Grèce | √ | | | | |
| 14/03/2005 Australie du Sud | | | | | √ |
| Total : | 6 | 1 | 7 | 1 | 2 |

1- Ecoulement de tension, 2- Ecoulement de fréquence, 3- cascade surcharge, 4- Système asymétrique, 5- Perte de synchronisme.

Le Tableau (I-1) se référant que, l'écroulement de tension du réseau est 6/10 et les cascades de surcharges est 7/10 se sont produits avec une fréquence plus élevée par rapport des autres phénomènes désastreux qui conduisent à blackouts. Cela montre que l'écroulement de la tension et la cascade de surcharge sont les incidents principaux qui mènent aux l'instabilité des réseaux électriques.

I.3 Objectifs et contributions de la thèse

L'objectif principal de cette thèse est consiste à l'amélioration de l'efficacité des réseaux électriques face aux différentes conditions sévères, tout en utilisant les méthodes métaheuristiques pour le choix des emplacements optimales des dispositifs FACTS. La méthodologie à suivre pour atteindre l'objectif principal de notre travail se résume dans les étapes suivantes :

- 1- En premier lieu, nous avons commencé par la résolution des problèmes d'écoulement de puissance en présence des dispositifs FACTS.
- 2- L'optimisation, individuellement, de la déviation de la tension et les pertes actives de transmission, et cela par l'utilisation des méthodes métaheuristiques pour le choix optimal de la taille, du nombre et ainsi de l'emplacement des dispositifs FACTS. Donc cette étape est formulée comme un problème d'optimisation mono-objectif.
- 3- L'optimisation, simultanément, de la déviation de tension, les pertes actives de transmission et ainsi que le cout d'investissement des dispositifs FACTS, c'est la notion de l'optimisation multi-objective.

La Figure (I-1) représente la procédure d'amélioration de l'efficacité des réseaux électriques grâce à des méthodes métaheuristiques et les dispositifs FACTS face aux différentes conditions sévères.

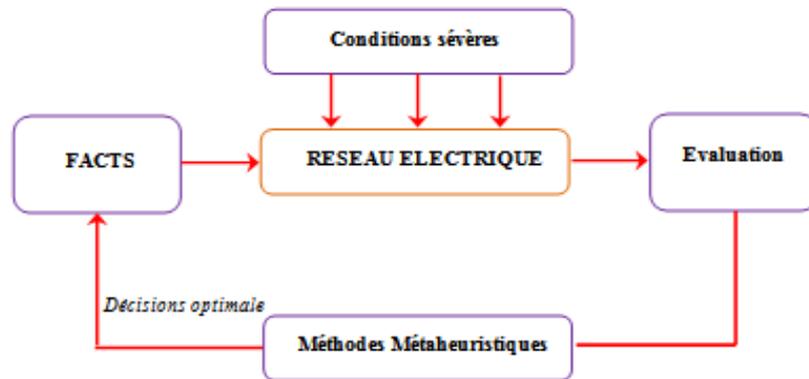


Figure (I-1). Procédure d'amélioration de l'efficacité des réseaux électriques

I.4 Organisation de la thèse

Le travail de recherche effectué dans notre thèse, est organisé en sept chapitres de la manière suivante :

1. Chapitre I: Le premier chapitre représente tout d'abord une vue générale. Ensuite, les motivations et les objectifs de la thèse.
2. Chapitre II: Au deuxième chapitre de la thèse, nous présentons tout d'abord, un état de l'art et de façon générale, les différents problèmes liés à la stabilité des réseaux électriques, ainsi les classes, les sous-classes, les termes et les catégories fondamentales de la stabilité du réseau électrique peuvent être illustrés par une image systématique. Ensuite, nous allons donner une formulation mathématique des problèmes de stabilité des réseaux électriques.
3. Chapitre III: Le troisième chapitre contient une étude statique du problème de la stabilité de la tension. Ceci nous a permis de définir le problème de l'instabilité et l'effondrement de la tension ainsi que les causes qui favorisent l'instabilité de la tension sont aussi exposées. Ensuite, nous allons donner la modélisation des éléments essentiels du réseau et la résolution de problème de l'écoulement de puissance dans le but de tirer les caractéristiques et les critères essentiels relatifs à l'évaluation du comportement de la stabilité statique de la tension.
4. Chapitre IV: Au quatrième chapitre, nous représentons une recherche bibliographique approfondie relative aux systèmes FACTS. Cette recherche

nous a permis, entre autres, de cibler les modèles de FACTS les plus couramment utilisés pour l'amélioration de la stabilité. Ensuite, nous allons présenter et de manière détaillée les compensateurs SVC et TCSC qui peuvent être utilisées dans la suite du travail pour améliorer les conséquences des conditions sévères agissant sur la stabilité de la tension du réseau.

5. Chapitre V: Le cinquième chapitre contient une représentation diverses méthodes d'optimisations exactes et de manière détaillée les métaheuristiques à savoir: l'algorithme d'optimisation par bactérie recherche de la nourriture nommée BFO, l'optimisation par essaim de particules PSO, l'optimisation par Monte Carlo MC et l'algorithme génétique nommée AG. Les quatre méthodes métaheuristiques ont été bien analysées et implémentées avec succès pour l'optimisation de plusieurs fonctions mono et multi objectifs.
6. Chapitre VI: Le sixième chapitre traite la problématique et la procédure d'optimisation de plusieurs fonctions mono et multi-objectives adaptés pour le choix optimal de la taille, du nombre, de l'emplacement et ainsi que le coût d'investissement aux systèmes FACTS, dans le but d'amélioration le profil de la tension, minimiser les pertes de transmission et augmenter l'efficacité des réseaux électriques face aux différentes conditions sévères.
7. Chapitre VII: Le septième chapitre est consacré à l'application et simulation de ce travail. Il aborde clairement l'application des algorithmes d'optimisation proposés pour résoudre le problème du choix optimal de la taille, du nombre, de l'emplacement et aussi le coût d'investissement aux systèmes FACTS. La qualité des solutions calculées et les dimensions des problèmes considérés démontrent la robustesse de ces méthodes d'optimisation proposées pour améliorer l'efficacité des réseaux électriques face aux différentes conditions sévères.

Nous terminons notre thèse par une conclusion générale qui décrit les avantages et les limitations de notre travail. Les perspectives permettant de compléter le travail réalisé au long de cette thèse sont indiquées à la fin.

CHAPITRE II:

ETAT DE L'ART DE LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

II.1 Introduction

De nos jours, les réseaux d'énergie électriques sont appelés à fonctionner autour de leurs limites de stabilité à cause de l'augmentation continue de la complexité et des dimensions des réseaux électriques modernes, le problème de la stabilité d'un réseau d'énergie électrique est un facteur essentiel pour préserver le matériel et assurer la continuité du service. Le régime de fonctionnement doit rester stable en marche normale ainsi que pendant les périodes troubles dues aux modifications aléatoires au réseau d'énergie électrique. Ces modifications peuvent être des charges, des défauts,...etc. Dans la pratique, il y a trois grands types d'instabilité (de la tension, des angles et de la fréquence). Chaque type d'instabilité est caractérisé par différentes formes (transitoire, statique,...etc.). L'instabilité de la tension est très connue sous le nom d'écroulement de tension.

Dans ce chapitre, nous allons d'abord fournir une description générale des problèmes de stabilité des réseaux d'énergies électriques, les classes, les sous-classes, les termes et les catégories fondamentales de la stabilité du réseau d'énergie électrique peuvent être illustrés par une image systématique. Ensuite, nous allons donner une formulation mathématique des problèmes de stabilité des réseaux électriques.

II.2 Description de la stabilité des réseaux électriques

La stabilité du réseau d'énergie électrique a été reconnue comme un problème important pour le fonctionnement sécurisé du système depuis les années 1920 [PRA_04] [CHA_20] [EVA_36] [ABD_17]. Beaucoup de pannes importantes provoquées par l'instabilité du système de puissance ont illustré l'importance de ce phénomène [VAS_91]. Historiquement, l'instabilité transitoire a été le problème de stabilité dominant dans la plupart des systèmes, et a été l'objet de nombreuses études

de la stabilité du système. Comme les réseaux électriques ont évolué grâce à une croissance continue des interconnexions, l'utilisation de nouvelles technologies de contrôles, et le fonctionnement dans des conditions fortement stressées, différentes formes d'instabilité du système sont apparues. Par exemple, la stabilité de la tension, la stabilité de la fréquence et les oscillations interzones sont devenues plus grandes préoccupations que le passé. Cela a créé un besoin de reconsidérer la définition et la classification de la stabilité du système de puissance. Une compréhension claire des différents types d'instabilité, de leur interdépendance et l'utilisation cohérente de la terminologie est nécessaire pour des procédures d'étude, la conception, les critères d'exploitation et le fonctionnement satisfaisant des systèmes de puissance [PRA_04].

Dans cette section, nos objectifs nous fournissons une définition clair de la stabilité du réseau électrique, ainsi fournir une base systématique pour classer la stabilité du réseau électrique, identifier et définir différentes catégories, et fournir une image large des phénomènes pour facilement à comprendre et appliquée par les spécialistes de l'ingénierie des systèmes de puissance.

II.3 Définition

La stabilité d'un système est la capacité du système, pour des conditions initiales données, de retrouver un point ou à maintenir un état du fonctionnement d'équilibre pendant et suite à une perturbation. Ainsi, la stabilité est une condition d'équilibre entre des "forces" opposées et l'instabilité résulte d'une perturbation menant à un déséquilibre important entre les "forces" opposées [PRA_04] [HAS_08] [CHU_00] [WEI_09].

II.4 Les différents types de la stabilité du réseau électriques

La stabilité du réseau électrique est essentiellement un problème unique. Cependant les différentes formes d'instabilité que peut subir un réseau électrique ne peuvent être correctement comprises et traitées efficacement comme tel, en raison de la grande dimensionnalité et de la complexité des problèmes de stabilité. Pour simplifier l'analyse de la stabilité, il faut identifier les facteurs clés qui contribuent à l'instabilité et la mise au point de méthodes d'amélioration; est grandement facilité par le classement de la stabilité dans des catégories appropriées [KUN_94].

La classification de la stabilité du système de puissance proposée ici est basée sur les considérations suivantes [PRA_04] [KUN_94] [KAM_14] [RAJ_19] :

1. La nature physique de l'instabilité.
2. L'amplitude de perturbations.
3. Le délai qui doit être pris en compte pour évaluer la stabilité.
4. les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

Figure (II-1) donne une image globale du problème de stabilité du système de puissance, identifiant ses catégories et sous-catégories.

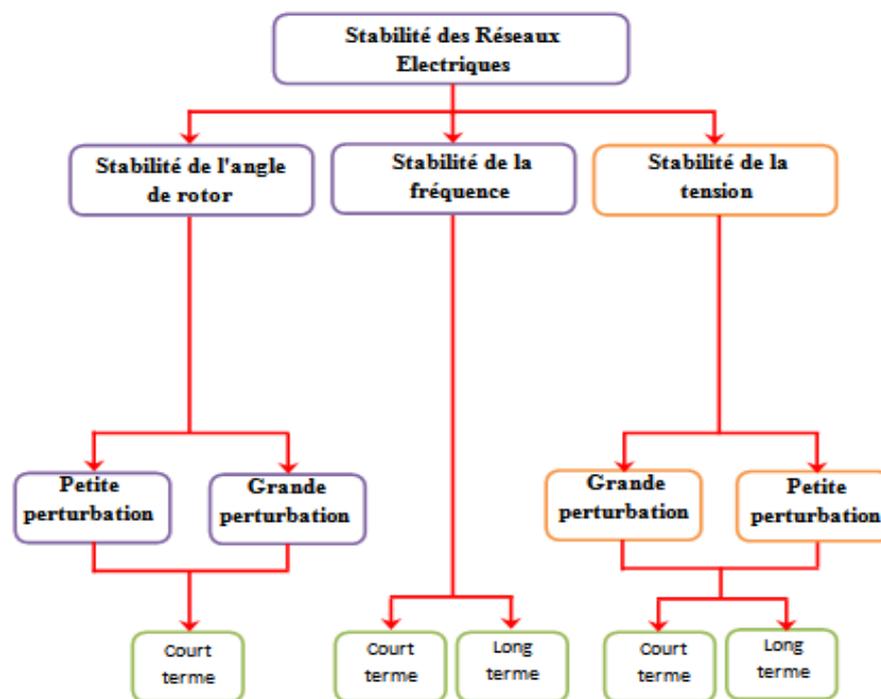


Figure (II-1). Classification des différents types de la stabilité de système de puissance.

I.4.1 Stabilité de l'angle du rotor

La stabilité d'angle rotorique est la capacité des machines synchrones d'un système électrique interconnecté à rester au synchronisme après une perturbation [PRA_04]. Elle dépend de la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité d'angle rotorique se produit sous forme d'une apparition suivie d'une augmentation des oscillations angulaires de quelques générateurs menant à la perte du synchronisme de ces derniers avec d'autres générateurs [WEI_09] [KAM_14].

Le problème de la stabilité de l'angle du rotor implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux systèmes de puissance électrique. Un facteur fondamental dans ce problème est la manière dont les sorties de puissance des machines synchrones avec changement des angles de rotation. Dans des conditions stables, il existe un équilibre entre le couple mécanique d'entrée et le couple électromagnétique de sortie de chaque générateur et la vitesse reste constante. Si le système est perturbé, cet équilibre est perturbé et entraînant une accélération ou une décélération des rotors des machines selon les lois du mouvement d'un corps rotatif. Si un générateur tourne temporairement plus vite qu'un autre, la position angulaire de son rotor par rapport à celle de la machine plus lente va avancer. La différence angulaire résultante transfère une partie de la charge de la machine lente à la machine rapide en fonction de la relation de l'angle de puissance pour réduire la différence de vitesse [PRA_04]. L'instabilité et la perte de synchronisme peut se produire entre une machine et le reste du système, si le système ne peut pas absorber l'énergie cinétique correspondant à ces différences de vitesse du rotor et l'équilibre n'est pas rétabli. Donc la machine est mise hors service par une protection de survitesse ou de perte de synchronisme [HAS_08] [BAS_05].

Le changement du couple électromagnétique d'une machine synchrone suite à une perturbation peut être résolu en deux composants:

1. Composant de couple de synchronisation, en phase avec l'écart d'angle du rotor.
2. Composant de couple d'amortissement, en phase avec l'écart de vitesse.

La stabilité du système dépend de l'existence des deux composants de couple pour chacune des machines synchrones. Le manque de couple de synchronisation suffisant entraîne une instabilité aperiodique ou non oscillante, alors que le manque de couple d'amortissement entraîne une instabilité oscillatoire.

Pour faciliter l'analyse et pour avoir une idée utile de la nature des problèmes de la stabilité, il est utile de caractériser la stabilité de l'angle du rotor peut être caractérisée en termes des deux sous-catégories suivantes [PRA_04].

II.4.1.1 Stabilité de l'angle du rotor aux petites perturbations

La stabilité de l'angle du rotor aux petites perturbations se définit par la capacité du système de puissance électrique de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles du rotor. Les perturbations sont considérées suffisamment petites pour que la linéarisation des équations du système soit permise pour l'analyse [HAS_08] [CIG_96] [GRO_95]. La stabilité de l'angle du rotor aux petites perturbations, caractérisée par les points suivants:

1. Les problèmes de la stabilité des petites perturbations dépendent de l'état de fonctionnement initial du système. L'instabilité qui peut résulter peut être de deux formes: i) augmenter l'angle du rotor par un mode non oscillatoire ou aperiodique en raison du manque du couple de synchronisation, ou ii) des oscillations du rotor d'amplitude croissante en raison du manque du couple d'amortissement suffisant.
2. Dans les systèmes de puissance actuels, le problème de la stabilité de l'angle du rotor à faible perturbation est habituellement associé à un amortissement insuffisant des oscillations. Le problème d'instabilité aperiodique a été largement éliminé par l'utilisation des régulateurs de la tension du générateur en continu, Cependant, ce problème peut encore se produire lorsque les générateurs fonctionnent avec une excitation constante lorsqu'ils sont soumis aux actions des limiteurs d'excitation (limiteurs du champ électromagnétique).
3. Les problèmes de stabilité de l'angle du rotor à petite perturbation peuvent être de nature locale ou globale. Les problèmes locaux impliquent une petite partie du système de puissance, et sont généralement associés aux oscillations d'angle du rotor d'une seule centrale électrique contre le reste du système de puissance. Ces oscillations s'appellent les oscillations locales de mode de centrale. La stabilité (l'amortissement) de ces oscillations dépend des caractéristiques du système de transport vu à la centrale, des systèmes

d'excitation du générateur et de son niveau de production [WEI_09] [KUN_94].

4. Les problèmes globaux sont provoqués par des interactions entre de grands groupes de générateurs et ont des effets répandus. Ils impliquent des oscillations d'un groupe de générateurs dans une région contre un groupe de générateurs dans une autre région. Ces oscillations s'appellent les oscillations de mode d'inter régions. Leurs caractéristiques sont très complexes et diffèrent considérablement des oscillations locales de mode de centrale. Les caractéristiques de charge, en particulier, ont un effet principal sur la stabilité des modes d'inter régions.
5. Le délai d'intérêt pour les études sur la stabilité des petites perturbations est de l'ordre de 10 à 20 secondes suite à une perturbation [PRA_04].

II.4.1.2 Stabilité de l'angle du rotor aux grandes perturbations

La stabilité de l'angle du rotor aux grandes perturbations (ou la stabilité transitoire), est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme après une perturbation importante tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. Le résultat de la réaction du système implique de grandes excursions des angles des rotors des générateurs est influencée par la relation non linéaire de la puissance par rapport à l'angle [WEI_09]. La stabilité de l'angle du rotor aux grandes perturbations, caractérisé par les points suivants:

1. La stabilité transitoire dépend de l'état initial du système et de la sévérité de la perturbation. L'instabilité est habituellement sous forme d'une séparation angulaire périodique en raison du couple de synchronisation insuffisant, se manifestant comme une instabilité sur la première oscillation. Cependant, dans les grands systèmes électriques, l'instabilité transitoire ne se produit pas toujours comme une instabilité sur la première oscillation qui sera liée à un seul mode. C'est parfois le résultat de la superposition d'un mode d'inter régions d'oscillation lente et d'un mode d'oscillation locale de centrale causant une grande excursion d'angle rotorique avec dépassement de la limite de stabilité à la première oscillation [KUN_94]. Il peut également être

un résultat des effets non-linéaires affectant un seul mode et causant l'instabilité après la première oscillation [WEI_09].

2. Le délai d'intérêt pour les études de stabilité transitoire est généralement de 3 à 5 secondes suite à la perturbation. Il peut s'étendre à 10-20 secondes pour des systèmes très importants avec des oscillations inter zones dominantes.

Comme indiqué dans la Figure (I-1), la stabilité de l'angle du rotor aux faibles perturbations ainsi que la stabilité de l'angle du rotor aux grandes perturbations (ou la stabilité transitoire) sont classées comme des phénomènes à court terme.

Le terme de stabilité dynamique apparaît également dans la littérature comme une classe de stabilité de l'angle du rotor. Cependant, il a été utilisé pour désigner différents phénomènes par différents auteurs. Dans la littérature nord-américaine, il a été utilisé principalement pour désigner la stabilité des petites perturbations en présence de contrôles automatiques (en particulier, les contrôles d'excitation de génération) et dans la littérature européenne, il a été utilisé pour désigner la stabilité transitoire. Pour cela, nous vous recommandons de ne pas utiliser ce terme pour éviter toute confusion [PRA_04].

II.4.2 Stabilité de la tension

La stabilité de tension est la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. L'instabilité se produit sous la forme d'une baisse ou d'une augmentation de tension progressive dans certains nœuds. Un résultat possible d'une instabilité de tension est la perte de charges dans une zone ou le déclenchement de lignes de transport et d'autres éléments par leurs systèmes de protection conduisant à des pannes en cascade [HAS_08] [WEI_09] [VAN_98].

La baisse progressive des tensions aux nœuds peut également être associée à l'instabilité de l'angle du rotor. Par exemple, la perte de synchronisme des machines

lorsque les angles du rotor entre deux groupes de machines approchent 180° provoque une baisse rapide de la tension aux points intermédiaires du réseau à proximité de la centrale [PRA_04].

Le terme effondrement de la tension est également souvent utilisé. C'est le processus par lequel la séquence d'événements accompagnant l'instabilité de la tension conduit à un blackout, ou des tensions anormalement faibles dans une partie importante du système de puissance [KUN_94] [TAY_94] [ISP_90]. Un facteur majeur contribuant à l'instabilité de la tension est la chute de tension qui se produit lorsque la puissance active et réactive s'écoule par des réactances inductives du réseau de transmission; cela limite la capacité du réseau de transmission pour le transfert de puissance et le support de tension. Le transfert de puissance et le support de tension sont encore limités lorsque certains générateurs atteignent leurs limites de capacité de surcharge. La stabilité de la tension est diminuée lorsqu'une augmentation de la demande de puissance réactive dépasse la capacité durable des ressources de puissance réactive disponibles.

Le risque d'instabilité de surtension existe également [AND_06], Il est causé par l'effet capacitif du réseau, par limiteurs de sous excitation ou limiteurs des compensateurs synchrones d'absorber l'excès de puissance réactive.

Comme dans le cas de la stabilité de l'angle du rotor, il est utile de classer la stabilité de la tension dans les sous-catégories suivantes:

II.4.2.1 Stabilité de la tension aux grandes perturbations

La stabilité de tension en grandes perturbations est la capacité du système à maintenir la tension stable à la suite de grandes perturbations telles que les défauts du système ou la perte d'un générateur. Cette capacité est déterminée par la topologie du système, les caractéristiques des charges, et les interactions entre les contrôles continus de tension (réglage primaire et secondaire de tension, compensateurs statiques et tournants d'énergie réactive), les contrôles discrets (gradins de condensateurs, d'inductances et régleurs en charge) et les protections. Le cadre du temps d'étude d'intérêt peut s'étendre de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes.

II.4.2.2 Stabilité de la tension aux petites perturbations

La stabilité de tension en petites perturbations est la capacité du système à maintenir les tensions stables lorsqu'il est soumis à de petites perturbations telles que des changements progressifs des charges. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, des contrôles continus de tension et des contrôles discrets à un instant donné. Ce concept est utile pour déterminer, à tout instant, comment les tensions répondront aux petits changements du système.

Le cadre du temps généralement observé de la dynamique de la stabilité de tension est de l'ordre de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Par conséquent, la stabilité de tension peut être un phénomène soit à court terme ou à long terme comme indiqué dans la Figure (II-1).

– ***La stabilité de la tension à court terme***

La stabilité de tension à court terme implique des charges à composants dynamique et à une action rapide telles que les moteurs à l'induction, les charges contrôlées par des systèmes électroniques, et les convertisseurs HVDC (High Voltage Direct Current en anglais). Le cadre du temps d'étude est de l'ordre de plusieurs secondes, et l'analyse exige des solutions appropriées à un système d'équations différentielles, ce qui est similaire à l'analyse de la stabilité d'angle rotorique. La modélisation dynamique des charges est souvent essentielle. Contrairement à la stabilité d'angle, les courts-circuits à proximité des charges sont importants.

– ***La stabilité de la tension à long terme***

La stabilité de tension à long terme implique des équipements agissant plus lentement comme les transformateurs à régulateur en charge, des charges thermostatiques, et des limiteurs de courant de générateur. Le cadre du temps d'étude est de plusieurs minutes, et des simulations à long terme sont nécessaires pour l'analyse des performances du système dynamique [VAN_97] [HIL_90]. La stabilité est généralement quantifiée par les conséquences des pannes des équipements, plutôt que par la gravité de la perturbation initiale. L'instabilité est due :

1. A la perte de l'équilibre à long terme (par exemple, lorsque des charges essayent de rétablir leur puissance et dépassent la capacité du réseau de transport et de la production connectée).
2. Au point de fonctionnement après la perturbation en régime permanent, s'il est instable du point de vue des petites perturbations.
3. Au manque d'actions permettant d'aller vers un point d'équilibre stable post perturbation (par exemple, quand une des actions curatives est appliquée trop tard)

Il est important de reconnaître que la distinction entre la stabilité d'angle rotorique et la stabilité de tension n'est pas fondée sur un découplage entre les variations de puissance active / angle et de la puissance réactive / amplitude de tension. En fait, le couplage est fort dans des conditions de stress. La stabilité de tension et la stabilité d'angle rotorique sont affectées par les répartitions de puissance actives et réactive dans les pré-perturbations [WEI_09].

II.4.3 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence est la capacité d'un système de puissance à maintenir une fréquence régulière suite à une perturbation sévère, menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produites et consommées. Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes).

Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global entre des puissances produites et consommée peut être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne alors une variation de et fluctuation de fréquence.

L'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et autres machines électriques tournantes peut éventuellement compenser ce déséquilibre. Si ce dernier n'est pas trop grand, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence-puissance et ramèneront ainsi l'écart de fréquence à des valeurs acceptables. Par ailleurs, si le déséquilibre est trop grand, l'écart de fréquence

sera significatif avec des graves conséquences (effondrement complet du système) [HAS_08] [AND_06].

Lorsque la fréquence varie, les caractéristiques du temps des processus et des différents dispositifs activées vont varier de quelques secondes à quelques minutes. La stabilité de fréquence peut donc être classifiée en phénomènes à court terme et à long terme.

Dans un grand système de puissance et suite à un incident sévère et, par la suite, à l'action de protections (par exemple, un déclenchement de plusieurs lignes de transmission), l'instabilité de la fréquence est généralement associée à l'îlotage où un scénario typique peut avoir lieu. Un ou plusieurs sous-réseaux se retrouvent isolés du reste du système. Les générateurs de chaque sous-réseau résultant essaient de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La fréquence décroît ainsi rapidement et l'instabilité produite est donc à court terme.

L'instabilité de fréquence peut également se manifester à long terme, lorsqu'elle provient d'une mauvaise réponse en puissance des centrales ou d'une mauvaise coordination entre des régulations et protections [HAS_08] [CUT_02].

II.5 Formulation mathématique de la stabilité

Le problème de la stabilité a été et reste le sujet de préoccupation majeur du travail des mathématiciens, des physiciens et des ingénieurs [HAS_08] [HAH_67] [PAR_81]. La stabilité du réseau électrique est similaire à la stabilité de tout système dynamique et a des fondements mathématiques fondamentaux. Des définitions précises de la stabilité peuvent être trouvées dans la littérature traitant de la théorie mathématique rigoureuse de la stabilité des systèmes dynamiques. Notre intention ici est de fournir une définition motivée par la nature de la stabilité du système qui, en termes généraux, est conforme à des définitions mathématiques précises [PRA_04].

– *Définition 1*

Tout système dynamique non-autonome (dépendant du temps) peut être écrit sous la forme d'une équation différentielle non-linéaire:

$$\dot{X}(t) = f(X(t), U(t), t) \quad (II-1)$$

Avec:

$X(t) = [x_1, \dots, x_n]$ le vecteur d'état et $\dot{X}(t)$ sa dérivée dans le temps t .

$U(t)$ le vecteur des entrées du système.

f est une fonction scalaire de la forme $f = [f_1, \dots, f_n]$.

Cette représentation d'état permet de modéliser un système dynamique en utilisant des variables d'état. Elle peut être linéaire ou non, continue ou discrète. Elle permet de déterminer l'état du système complet à n'importe quel instant futur si l'on connaît l'état à l'instant initial et le comportement des variables extérieures qui influent sur le système. Cette modélisation n'est pas unique car elle dépend des grandeurs d'état que l'on a choisi. Nous allons utiliser ce type de modélisation afin de réaliser toutes les analyses de stabilité.

Ce système est dit en équilibre si, les dérivées des variables d'état X sont égales à zéro, son état ne varie pas au cours du temps :

$$\forall t \dot{X} = 0 = f(X_0, U_0) \quad (II-2)$$

Où le couple (X_0, U_0) désigne le vecteur d'état au point d'équilibre considéré.

Ainsi, nous nous intéressons aux comportements des trajectoires du système au voisinage de ses points d'équilibre. Nous rappelons dans ce qui suit quelques définitions importantes qui forment l'approche de la stabilité au sens de Lyapunov.

I.5.1 Stabilité du point d'équilibre

Le point d'équilibre (X_0, U_0) est stable au sens de Lyapunov si, lorsque l'état du système est déplacé dans un voisinage de X_0 l'instant, t_0 reste dans un voisinage de X_0 .

Une façon plus formelle d'écrire cet énoncé est la suivante :

$$\forall \varepsilon > 0, \exists \delta(\varepsilon, t_0) : \|X(t_0) - X_0\| < \delta(\varepsilon, t_0) \rightarrow \|X(t) - X_0\| < \varepsilon, \forall t > t_0 \quad (II-3)$$

Ainsi, la stabilité au sens de Lyapunov signifie que la trajectoire $X(t)$, avec une condition initiale $X(t_0)$, doit rester voisine de X_0 c'est-à-dire $\|X(t_0) - X_0\| < \delta$, pour tout $t > t_0$. Pour cela, les solutions $X(t)$ doivent rester à l'intérieur de la région délimitée par $\|X(t_0) - X_0\| < \varepsilon$, c'est-à-dire rester dans un tube de rayon ε

autour de la trajectoire $X(t) = X_0$, comme on peut le voir sur la Figure (II-2) [HAS_08] [FOU_91].

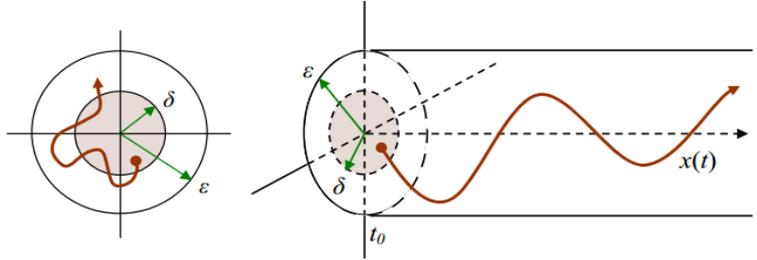


Figure (II-2). Stabilité d'un point d'équilibre.

Il faut noter que la stabilité est dite globale si cette affirmation est vraie pour toute condition initiale $X(t_0)$. Cette définition connue par la stabilité asymptotique.

I.5.2 Stabilité asymptotique d'un point d'équilibre

Un point d'équilibre est asymptotiquement stable s'il vérifie l'équation (II-3) et si le système revient au point d'équilibre initial. Cela revient à ajouter la condition

$$\lim_{x \rightarrow \infty} \|X(t) - X_0\| = 0 \tag{II-4}$$

La stabilité asymptotique signifie que non seulement le point d'équilibre est stable, mais qu'on est aussi capable de déterminer un domaine proche du point d'équilibre tel que n'importe quelle trajectoire, issue d'un état initial $X(t_0)$ appartenant à ce domaine, tende vers X_0 quand (t) tend vers ∞ .

La Figure (II-3) représente la forme générale de la dynamique d'un système asymptotiquement stable.

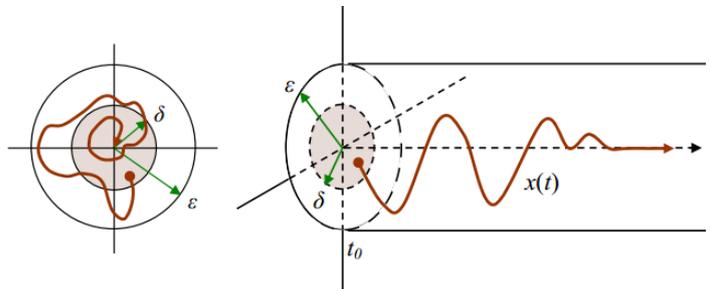


Figure (II-3). Stabilité asymptotique d'un point d'équilibre.

Un ensemble d'états initiaux $X(t_0)$ à partir desquels les trajectoires convergent vers un point d'équilibre asymptotiquement stable est appelé un domaine d'attraction D .

La stabilité asymptotique est la propriété généralement recherchée en pratique. Il faut cependant remarquer que la définition ci-dessus ne donne pas d'information sur la vitesse à laquelle la trajectoire $X(t)$ converge vers l'équilibre. C'est pourquoi, on introduit la notion de stabilité exponentielle qui permet de caractériser cette vitesse [HAS_08].

I.5.3 Stabilité exponentielle

Un point d'équilibre est exponentiellement stable si pour tout $\varepsilon > 0$, il existe des constantes $a > 0, b > 0$ et $\delta > 0$ tel que :

$$\|X(t_0) - X_0\| < \delta \rightarrow \|X(t) - X_0\| < a \cdot \|X(t_0) - X_0\| \cdot e^{-bt}, \quad \forall t > t_0 \quad (II-5)$$

Cette stabilité signifie que le vecteur d'état, pour une condition initiale $X(t_0)$, converge vers un point d'équilibre X_0 plus rapidement qu'une fonction exponentielle.

Où b est appelé le taux de convergence.

Par ailleurs, Il est important de noter que la stabilité exponentielle implique la stabilité asymptotique d'un point d'équilibre, ainsi implique elle-même la stabilité d'un point d'équilibre comme.

II.6 Aperçu des méthodes d'étude de la stabilité

II.6.1 Méthodes d'étude des systèmes non linéaires

La quasi-totalité des systèmes dynamiques réels possède des caractéristiques non linéaires L'étude de la stabilité de tels systèmes peut être faite avec des outils particuliers. Les définitions et théorèmes donnés dans cette partie ont été définis par Lyapunov

II.6.1.1 Méthode directe de Lyapunov

Le principe intuitif de cette méthode est le suivant : si l'énergie totale d'un système décroît avec le temps, alors le système tend à se ramener vers un point d'équilibre stable. Cette fonction énergie, dans la théorie de la stabilité, est formalisée

à l'aide des fonctions dites de Lyapunov. La méthode consiste donc à trouver une fonction représentative de l'énergie du système ayant les propriétés données dans la définition suivante.

– **Définition 2**

Soit $X \neq X_0$ représentant un point d'équilibre. Une fonction de Lyapunov est une fonction telle que :

1. V est une fonction définie positive

$$V(X_0) = 0 \quad (II-6)$$

$$\text{Et } V(X) > 0 \text{ si } X \neq X_0 \quad (II-7)$$

2. \dot{V} existe et est une fonction semi-définie négative

$$\dot{V}(X_0) = 0 \quad (II-8)$$

$$\text{Et } \dot{V}(X) \leq 0 \text{ si } X \neq X_0 \quad (II-9)$$

Une interprétation pratique de cette définition est de trouver une fonction qui puisse être assimilée à un potentiel. La principale difficulté réside justement dans l'obtention de cette fonction de Lyapunov, car il n'existe pas de méthode générale permettant d'obtenir une telle fonction pour tout système. En pratique, différentes fonctions de Lyapunov sont proposées en fonction de la "classe" du système étudié.

La fonction de Lyapunov est la base de l'étude de la stabilité des systèmes par la méthode directe de Lyapunov.

– **Théorème 1**

Si dans un domaine $D \in \mathbb{R}^n$, il existe une fonction de Lyapunov $V(X)$, alors le point d'équilibre X_0 est stable. Si en plus, \dot{V} est localement définie négative ($\dot{V}(X_0) = 0$ et $\dot{V}(X) \leq 0$ si $X \neq X_0$), alors X_0 est localement asymptotiquement stable.

– **Théorème 2**

Si dans \mathbb{R}^n , il existe une fonction de Lyapunov $V(X)$ telle que $V(X) \rightarrow \infty$ quand $\|X\| \rightarrow \infty$ alors le point d'équilibre X_0 est stable. Si en plus, \dot{V} est globalement définie ($\dot{V}(X_0) = 0$ et $\dot{V}(X) \leq 0$ si $X \neq X_0$), est globalement asymptotiquement stable.

Il est important de noter que les théorèmes précédents sont basés sur des conditions suffisantes mais pas nécessaires, ce qui rend cette méthode restrictive. Plusieurs fonctions de Lyapunov peuvent être trouvées pour un même système.

II.6.1.2 Etude par linéarisation : Stabilité petit signal

Cette méthode est basée sur le principe intuitif qu'un système non linéaire se comporte de la même façon que son approximation linéaire pour des perturbations de faible amplitude. Il est possible de linéariser les équations autour de chaque point de fonctionnement afin d'en étudier la stabilité dite petit signal.

Comme nous l'avons déjà vu ci-dessus, le point de fonctionnement est défini par l'équation suivante :

$$\dot{X} = 0 = f(X_0, U_0) \quad (II-10)$$

Considérons une petite perturbation ΔX autour d'un point de fonctionnement X_0 :

$$X_0 + \Delta X \text{ et } U_0 + \Delta U \quad (II-11)$$

L'équation d'état du système devient :

$$\dot{X} = \dot{X}_0 + \Delta \dot{X} = f(X_0 + \Delta X, U_0 + \Delta U) \quad (II-12)$$

Ces variations étant considérées petites, il est possible de développer (II.12) en série de Taylor limitée aux termes de 1er ordre. Pour chaque variable d'état X_i du vecteur d'état X , on peut donc écrire :

$$\dot{X}_{i0} + \Delta \dot{x}_l = f(X_{i0}, U_{i0}) + \frac{\partial f_i}{\partial X_i} \Delta X_l + \frac{\partial f_i}{\partial U_i} \Delta U_l, \text{ avec } i = 1, 2, \dots, n \quad (II-13)$$

Sachant que $\dot{X}_{i0} = f(X_{i0}, U_{i0})$, l'équation précédente peut s'écrire :

$$\Delta \dot{x}_l = \frac{\partial f_i}{\partial X_i} \Delta X_l + \frac{\partial f_i}{\partial U_i} \Delta U_l, \text{ avec } i = 1, 2, \dots, n \quad (II-14)$$

En mettant le résultat précédent sous forme matricielle, on peut donc obtenir une représentation d'état sous la forme.

$$\Delta \dot{X} = A \Delta X + B \Delta U \quad (II-15)$$

La matrice A, appelée matrice d'état, est la matrice Jacobienne de f par rapport à X. Elle contient la description du comportement dynamique du système en régime libre :

$$A = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \Delta X_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial \Delta X_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial \Delta X_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial \Delta X_n} \end{pmatrix} \quad (II-16)$$

La matrice B, appelée matrice de commande, est la matrice Jacobienne de f par rapport à U. Elle rend compte du comportement dynamique du système:

$$B = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \Delta U_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial \Delta U_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial \Delta U_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial \Delta U_n} \end{pmatrix} \quad (II-17)$$

Un système non linéaire mis sous sa forme linéarisée autour d'un point de fonctionnement permet d'en étudier la stabilité en utilisant les outils développés pour les systèmes linéaires. C'est ce qui justifie de pouvoir utiliser des outils de contrôle linéaires en pratique. Néanmoins, un des principaux inconvénients de cette technique est le domaine de validité de notre étude. En effet, la définition des petites variations est assez floue et ne permet pas de quantifier la perturbation tolérée par le système.

II.6.2 Méthodes d'étude de stabilité des systèmes linéaires

II.6.2.1 Méthode directe de Lyapunov (cas particulier des systèmes linéaires)

Considérons un système linéaire de la forme :

$$\dot{X} = AX \quad (II-18)$$

La fonction de Lyapunov quadratique candidate :

$$V = X^t P X \quad (II-19)$$

Avec P une matrice symétrique définie positive (si $X \neq 0 \rightarrow X^t P X > 0$)

$$\text{Alors } \dot{V} = \dot{X}^t P X + X^t P \dot{X} \quad (II-20)$$

En utilisant les équations (II-18) et (II-20), on obtient :

$$\dot{V} = X^t (A^t P + P A) X = -X^t Q X \quad (II-21)$$

$$\text{Soit } A^t P + P A = -Q \quad (II-22)$$

La condition pour que le système soit stable est que \dot{V} soit une fonction définie négative, donc que Q soit une fonction définie positive. L'équation (II-22) est appelée équation de Lyapunov. Le théorème utilise ce résultat en prenant l'hypothèse non pas sur P mais sur Q .

– ***Théorème 3:(stabilité globale)***

Une condition nécessaire et suffisante pour que le système $\dot{X} = AX$ soit stable est que, pour toute matrice Q symétrique définie positive, la seule matrice solution P de l'équation de Lyapunov $A^tP + PA = -Q$ est symétrique définie positive.

Cela revient à trouver une matrice solution de la LMI (Linear Matrix Inequalities) suivante :

$$\begin{cases} P > 0 \\ A^tP + PA \end{cases} \quad (II-23)$$

Néanmoins, il est important de noter que pour obtenir la LMI (II-23), une matrice Q a dû être choisie (cf théorème 3). Ou ce choix découle une matrice P particulière. Cette méthode est donc restrictive : si une matrice P est solution, alors le système est stable; sinon, on ne peut pas conclure quant à la stabilité du système.

II.6.2.2 Méthode indirecte de Lyapunov

Considérons le système d'état linéaire suivant

$$\dot{X} = AX \quad (II-24)$$

La solution d'un tel système est de la forme :

$$X = Ce^{\lambda t} \quad (II-25)$$

Avec $C \in R^n$ et $\lambda \in R^n$

En remplaçant cette solution dans l'équation (II-24), on obtient :

$$(\lambda I_n - A)X = 0 \quad (II-26)$$

Pour que l'équation aie une solution, il faut que :

$$\det(\lambda I_n - A) = 0 \quad (II-27)$$

λ est l'ensemble des valeurs propres du système qui peuvent être réelles ou complexes. Le système est stable seulement si le système converge. Compte tenu de la forme de la solution (II-26), il résulte les conditions de la stabilité suivantes.

– ***Théorème 4: (stabilité d'un système linéaire)***

1. Si toutes les valeurs propres ont une partie réelle négative, le système est asymptotiquement stable.
2. Si au moins une valeur propre a une partie réelle positive, le système est instable.
3. Si une valeur propre a une partie réelle nulle, on ne peut pas se prononcer.

L'analyse des valeurs propres d'un système permet d'en étudier son comportement dynamique. Elles permettent de connaître avec exactitude la fréquence des oscillations ainsi que l'amortissement du système. Ainsi, une valeur propre de la forme $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$ nous informe qu'une des pulsations propres du système est ω_i et que la constante du temps associée est $\tau_i = 1/\sigma_i$.

Cette méthode est fréquemment utilisée pour l'étude des systèmes linéaires car elle est très simple à mettre en œuvre. Mais elle présente l'inconvénient d'être difficilement exploitable pour étudier analytiquement des systèmes d'ordre élevé. Dans ce dernier cas, l'étude peut être réalisée en effectuant une résolution numérique du problème.

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fournir une définition clair de la stabilité du réseau électrique, ainsi ses différentes catégories de la stabilité et ses différents types que nous pouvons les rencontrer. Pour plus à comprendre ces phénomènes nous avons donne une formulation mathématique des problèmes de stabilité et une revue des méthodes pour l'évaluation et l'analyse de la stabilité.

L'étude de la stabilité d'un réseau électrique est une étape primordiale dans la conception, la planification et l'exploitation des systèmes électriques. Grâce à cette étude, on peut porter un jugement sur la stabilité du réseau face aux différentes conditions sévères qui peuvent surgir en tout moment.

CHAPITRE III:

STABILITE DE LA TENSION DU RESEAU ELECTRIQUE

III.1 Introduction

Un réseau électrique est caractérisé par la présence de multiples sources de productions et de charges, reliés par un réseau maillé. Normalement, le réseau doit fonctionner dans un régime stationnaire et dans les limites d'exploitations normales. Cependant, le réseau est continuellement soumis à divers aléas qui peuvent perturber son fonctionnement normal. Dans certaines conditions critiques causées par des perturbations, le réseau peut connaître un phénomène d'écroulement de tension avec les conséquences très graves. Les processus d'écroulement de tension sur les réseaux électriques résultent de phénomènes complexes, faisant intervenir de multiples paramètres. Ces phénomènes peuvent revêtir des aspects très différents en fonction des conditions d'exploitation du système production-transport au moment de l'incident. Ces phénomènes trouvent souvent leur origine dans les cascades inopinées d'événements qui conduisent à des chutes brutales de la tension et qui peuvent laisser peu de temps, seulement quelques minutes parfois, pour prendre les mesures de sauvegarde nécessaires.

Les difficultés inhérentes à l'analyse des différents problèmes associés aux effondrements de la tension résultent du comportement plus ou moins non linéaire de beaucoup de composants du réseau. La compréhension des phénomènes mis en jeu est un préalable indispensable à la conception des mesures nécessaires à la maîtrise de ces situations.

Mieux comprendre ces phénomènes de la stabilité de tension et mieux exploiter les méthodes d'analyse de ces phénomènes.

III.2 Définitions

Dans ce qui suit, nous donnons les définitions relatives aux problèmes de stabilité de la tension [KUN_94] [CAL_86] [CHU_00].

III.2.1 La stabilité de la tension

On définit la stabilité de la tension comme la capacité d'un réseau de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque nœud du réseau, dans des conditions nominales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation. L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, a un croisement de la charge ou une modification de la condition du réseau entraîne une chute progressive et incontrôlable de la tension, aboutissant en un effondrement généralisé de la tension [BEN_11].

III.2.2 L'écroulement de tension

L'écroulement de tension est le processus par lequel l'instabilité en tension mène à un plan de tension très bas dans une partie significative du réseau (la tension peut se dégrader du fait de l'instabilité des angles, et parfois une analyse approfondie après un incident permet d'en découvrir la cause principale) [CHU_00].

III.3 Causes et mécanisme d'écroulement de tension

Les phénomènes d'écroulement de tension sur un réseau de transport ont souvent été à l'origine d'incidents généralisés. Ils sont dus à un plan de tension initial bas, une charge appelée importante, un fonctionnement proche de la limite de puissance transmissible, une production trop éloignée de la consommation, des pertes réactives du réseau très importantes, une augmentation des prises de transformation des transformateurs, et l'arrivée en limitation de puissance réactive des générateurs ou des compensateurs. Un manque de puissance réactive ou une surcharge de certains éléments du réseau peuvent provoquer le déclenchement des lignes ou de générateurs. La tension baisse rapidement, à accélérer par l'entrée en instabilité de certains réglages comme les régleurs en charge de transformateur la Figure (III-1).

Des cas d'instabilité en tension survenus par le passé ont entraîné des perturbations majeures dans les réseaux électriques de plusieurs pays. Ces perturbations ont souvent provoqué des interruptions étendues de la fourniture

d'énergie électrique avec de graves répercussions sur le plan économique. Le phénomène d'instabilité peut être déclenché par un incident (court circuit, décharge atmosphérique) ou par une augmentation rapide et non prévue de la consommation. Il est caractérisé par un manque local de puissance réactive, par des baisses rapides de la tension sur une zone plus ou moins étendue du réseau.

Le mécanisme d'effondrement de tension est très compliqué. Ce phénomène dépend de la puissance transmissible, de la caractéristique de charge, des réglages automatiques.

Ces phénomènes constituent actuellement l'une des préoccupations majeures des planificateurs et des exploitants des réseaux des transports et d'interconnexion. La démarche de résolution du problème comporte deux parties :

1. Etudes et analyse du phénomène
2. Recherche des solutions à proposer, en planification mais surtout en exploitation.

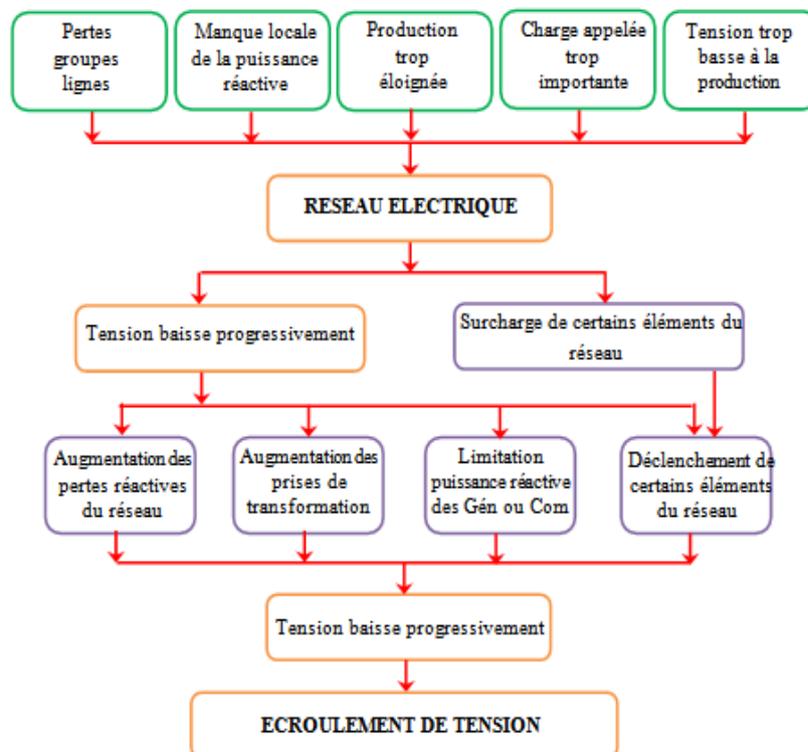


Figure (III-1). Mécanisme d'écroulement de tension [TRA_93]

III.4 Modélisation des éléments du réseau électrique

Un réseau d'énergie électrique comprend des génératrices, des lignes de transport et distribution, et un ensemble de consommateurs, qui constituent la charge de réseau, en outre le réseau comporte également des transformateurs et des appareils de protection. L'ensemble des systèmes électriques comporte en gros trois sous-systèmes :

1. Production (génératrice).
2. Transport, répartition et distribution (lignes).
3. Utilisation (consommateur).

Vu la complexité d'un réseau d'énergie électrique, il faut simplifier leur représentation pour établir des modèles ou des schémas équivalents des principaux composants à savoir, les générateurs, les différents types de transformateurs, des lignes, les charges et les dispositifs FACTS. Ceux-ci sont ensuite intégrés dans des programmes de calcul permettant de simuler leurs effets dans l'ensemble du système.

III.4.1 Modélisation des générateurs

Les générateurs sont des éléments qui permettent la conversion de l'énergie (mécanique, photonique, chimique...) vers une forme électrique. Dans l'analyse statique, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active P_g injectée au jeu de barre et la tension aux bornes du générateur soient maintenues constantes.

La puissance active du générateur est déterminée par le contrôle de la turbine, qui doit être dans la capacité du système turbine générateur. La tension V_g est déterminée par l'injection de la puissance réactive au jeu de barre de production. La Figure (III-2) montre le modèle du générateur.



Figure (III-2). Modèle simplifié du générateur.

III.4.2 Modélisation d'une charge

La charge électrique est souvent modélisée sous forme d'une impédance constante. La plupart des charges représentent une sous-station (système de distribution). Ces charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prises de charges variables, où le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant. Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes.



Figure (III-3). Modèle simplifié d'une charge électrique

III.4.3 Modélisation de ligne longue

Une ligne électrique entre les nœuds i et j sera donc représentée par le schéma en π comme indiqué sur la Figure (III-4) comprenant une impédance série ou longitudinale $Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$ (avec R_{ij} et X_{ij} respectivement résistance totale et inductance totale de la ligne) et une admittance en parallèle $y_{10} = y_{20} = (G + jB)/2$, avec (G et B étant respectivement la conductance totale et la susceptance totale d'ordre direct de la ligne).

Les pertes transversales par effet couronne dans le cas des lignes de transport sont négligeables. Il n'y a donc pas de courant résistif dérivé et on admet que la conductance transversale G est nulle.

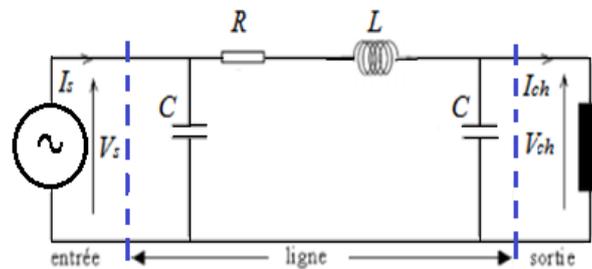


Figure (III-4). Modèle en π des lignes de transport.

III.4.4 Modélisation d'un transformateur

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance B_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a Figure (III-5) [YAH_14].

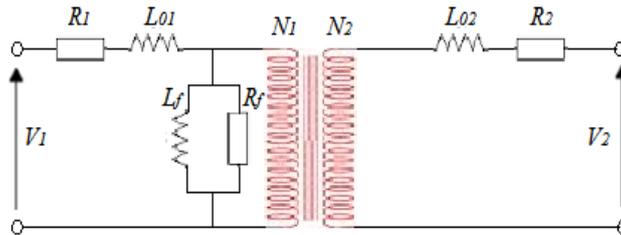


Figure (III-5). Modèle des transformateurs.

III.5 Ecoulement de puissance dans les réseaux électriques

L'un des états les plus importants d'un réseau électrique est son mode d'opération en régime permanent. Afin d'obtenir des informations sur ces points d'opération et d'être en mesure de les gérer pour des raisons de stabilité, de sécurité, de fiabilité ou d'économie [ADA_14].

Les calculs d'écoulement de puissance statique fournissent les profils de tensions (amplitude et phase) reliés aux conditions d'opération des barres (nœuds) et des lignes du système en régime permanent. A chaque barre du réseau sont associés quatre paramètres: puissances active et réactive, l'amplitude et la phase de tension.

III.5.1 Classification des jeux de barre

Pour chaque jeu de barre, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer. Donc, on peut classer les jeux de barres comme suit

III.5.1.1 Jeu de barre de référence

C'est un jeu de barre générateur où le module et la phase de tension (V, θ) sont tout deux spécifiés. Les puissances (P, Q) sont inconnues et doivent être calculées en dernier. Le jeu de barre de référence, est choisi parmi les jeux de barres

générateurs dont la puissance active est la plus importante. Ce jeu de barre est pris comme référence des angles de tension.

III.5.1.2 Jeu de barre contrôlé

Ce jeu de barre est connecté à un générateur délivrant une puissance active P sous une tension constante V contrôlée par un régulateur automatique de tension (AVR). Donc (P, V) sont spécifiées alors que (Q, θ) sont à calculer.

III.5.1.3 Jeu de barre de charge

Ce jeu de barre alimente une charge caractérisée par sa puissance active P et réactive Q . Donc, (P, Q) sont spécifiées, alors que (V, θ) sont à calculer .

Les considérations pour le développement d'un programme d'ordinateur sont :

1. La formulation d'une description mathématique du problème
2. L'utilisation d'une méthode numérique de solution.

III.5.2 Les équations de l'écoulement de puissance

La formulation mathématique (modélisation) résulte en un groupe d'équations non linéaires reliant les variables aux éléments d'une matrice caractérisant la physique du système. Ces équations sont établies en utilisant les relations de nœud ou de boucle. Leurs coefficients dépendent de la sélection du courant ou de la tension comme variable de base, alors une matrice d'admittances ou d'impédances est utilisée.

III.5.2.1 Les équations aux J.d.B de charge

Les puissances active et réactive à chaque J.d.B « i » sont :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \cdot I_i \quad (III-1)$$

$$\text{Avec: } I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (III-2)$$

Dans la formulation de l'équation du réseau, si les éléments shunts de mise à la terre sont inclus dans la matrice des paramètres l'équation (III-2) donne le courant total au J.d.B. D'un autre côté, si les éléments shunts du réseau ne sont pas inclus. Le courant total au J.d.B « i » est:

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - Y_i \cdot V_i \quad (III-3)$$

Y_i : Admittance totale shunt au J.d.B « i ».

$Y_i \cdot V_i$: Courant de shunt circulant du J.d.B « i » vers la terre.

III.5.2.2 Exemple d'un système à deux J.d.B

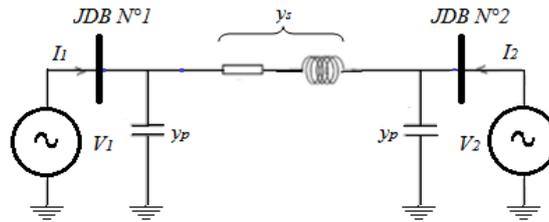


Figure (III-6). Système à deux J.d.B.

On note que:

$$\begin{cases} S_1 = S_{G1} - S_{D1} \\ S_2 = S_{G2} - S_{D2} \end{cases} \quad (III-4)$$

Et en générale:

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \quad (III-5)$$

$$\begin{cases} S_i = P_i + jQ_i = (P_{Gi} + jQ_{Gi}) - (P_{Di} + jQ_{Di}) \\ S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \end{cases} \quad (III-6)$$

Au niveau de J.d.B «1 »

$$I_1 = y_p \cdot V_1 + y_s(V_1 - V_2) = (y_p + y_s)V_1 - y_s \cdot V_2 \quad (III-7)$$

On sait que:

$$S_1 = V_1 \cdot I_1^* \Rightarrow I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} \quad (III-8)$$

Au niveau de J.d.B « 2 »

$$I_2 = y_p \cdot V_2 + y_s(V_2 - V_1) = (y_p + y_s)V_2 - y_s \cdot V_1 \quad (III-9)$$

Avec:

$$S_2 = V_2 \cdot I_2^* \Rightarrow I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} \quad (III-10)$$

Alors on peut écrire (III-7) (III-9) sous la forme :

$$\begin{cases} I_1 = Y_{11} \cdot V_1 + Y_{12} \cdot V_2 \\ I_2 = Y_{21} \cdot V_1 + Y_{22} \cdot V_2 \end{cases} \quad (III-11)$$

Avec:

$$\begin{aligned} Y_{11} &= y_p + y_s ; & Y_{22} &= y_p + y_s \\ Y_{12} &= -y_s ; & Y_{21} &= -y_s \\ Y_{Bus} &= \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (III-12)$$

En utilisant les équations (III-11) et (III-12) on obtient:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (III-13)$$

Et ainsi de suite. On peut généraliser la méthode de formulation comme suit pour le système à « n » J.d.B connectés entre eux

$$\begin{aligned} I_1 &= (\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{1i})V_1 + (-y_{12})V_2 + \dots + (-y_{1n})V_n \\ &\vdots \\ &\vdots \\ I_n &= (-y_{n1})V_1 + (-y_{n2})V_2 + \dots + (\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{ni})V_n \end{aligned} \quad (III-14)$$

La matrice admittance est donc :

$$Y_{Bus} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1, i \neq n}^m y_{1i} & \dots & (-y_{1n}) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ (-y_{n1}) & \dots & \sum_{i=1, i \neq n}^m y_{ni} \end{bmatrix} \quad (III-15)$$

$$I_{Bus} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (III-16)$$

$$V_{Bus} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (III-17)$$

II.5.2.3 Calcul de la puissance au niveau de J.d.B

On a:

$$S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) = P_i + jQ_i$$

Alors:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot I_i$$

$$S_i^* = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot V_j \quad (III-18)$$

En coordonnées polaires:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i \quad (III-19)$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \gamma_{ij} \quad (III-20)$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot V_j = \sum |Y_{ij}| \cdot |V_i| \cdot |V_j| e^{j(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})} \quad (III-21)$$

Donc

$$P_i = \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad (III-22)$$

$$Q_i = -\sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad (III-23)$$

III.5.2.4 Les équations d'écoulement dans les lignes

Quand la solution itérative des tensions aux J.d.B est achevée, on peut calculer l'écoulement dans les lignes. Le courant au J.d.B « i » dans la ligne de connexion de nœud « i » vers le nœud « k » est:

$$I_{ik} = (V_i - V_k) y_{ik} + V_i \cdot y'_{ik} / 2 \quad (III-24)$$

y_{ik} : Admittance de la ligne entre les J.d.B « i » et « k »

y'_{ik} : Admittance totale de la ligne de charge.

$V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2}$: Contribution du courant au J.d.B « i » due a la ligne de charge.

La puissance écoule, active et réactive, est :

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* \cdot I_{ik} \quad (III-25)$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* (V_i - V_k) y_{ik} + V_i^* \cdot V_i \cdot y'_{ik} / 2 \quad (III-26)$$

Soient P_{ki} et Q_{ki} les puissances active et réactive reparties du J.d.B « k » vers le J.d.B « i ».

$$P_{ki} - jQ_{ki} = V_k^* (V_k - V_i) y_{ki} + V_k^* \cdot V_k \cdot y_{ki}' / 2 \quad (III-27)$$

Les pertes de puissances dans la ligne « i-k » sont égales à la somme algébrique de la répartition des puissances déterminée à partir des relations (III-26) et (III-27).

III.5.2.5 Les pertes de puissance dans lignes

Au niveau de J.d.B la puissance apparente écoule est la différence entre la puissance générée et la puissance demandée. Pour un J.d.B « i » :

On a:

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di}$$

Avec:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = F_{ip}$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = F_{iq}$$

$$\sum P_i = \sum F_{ip} = \sum P_{Gi} - \sum P_{Di} \quad (III-28)$$

$$\sum Q_i = \sum F_{iq} = \sum Q_{Gi} - \sum Q_{Di} \quad (III-29)$$

Le système d'équations (III-28) (III-29) exprime l'expression des pertes.

Ou bien on peut calculer les pertes par une autre méthode, on calcule les pertes au niveau des lignes puis la somme algébrique donne l'expression des pertes.

$$P_{Lij} = P_{ij} + P_{ji} \quad (III-30)$$

$$Q_{Lij} = Q_{ij} + Q_{ji} \quad (III-31)$$

III.5.3 Résolution des équations de l'écoulement de puissance

La solution du système d'équations décrivant le modèle est basée sur une méthode numérique itérative à cause de leurs non linéarités. Elle doit satisfaire les lois de Kirchhoff dont l'une ou l'autre est utilisée comme test de convergence. Les contraintes introduites dans la solution sont les limites physiques des génératrices et les tolérances permises sur les amplitudes et les phases des tensions de barre du réseau.

Différentes techniques de solution sont développées afin de faire ressortir la particularité de la formulation. Ce sont [YAH_14]:

1. La méthode de Newton-Raphson
2. La méthode de Gauss.
3. La méthode de Gauss-Seidel
4. La méthode des résidus.

III.5.3.1 Méthode de Newton-Raphson

La méthode de NR, nous permet de remplacer le système d'équations non - linéaires, par un système linéaire.

Soit $f(X_1, X_2, \dots, X_n)$ une fonction à (n) variables. Le développement de cette fonction en série de Taylor, au voisinage d'un point (a_1, a_2, \dots, a_n) , nous donne.

$$f(X_1, X_2, \dots, X_n) \approx f(a_1, a_2, \dots, a_n) + (X_1 - a_1) \left(\frac{\partial f}{\partial X_1} \right)_{a_1} + (X_2 - a_2) \left(\frac{\partial f}{\partial X_2} \right)_{a_2} + \dots + (X_n - a_n) \left(\frac{\partial f}{\partial X_n} \right)_{a_n} \quad (III-32)$$

Si on pose,

$$\Delta X_i = X_i - a_i \quad i = 1, 2, \dots, n$$

On aura

$$f(X_1, X_2, \dots, X_n) \approx f(a_1, a_2, \dots, a_n) + \Delta X_1 \left(\frac{\partial f}{\partial X_1} \right)_{a_1} + \Delta X_2 \left(\frac{\partial f}{\partial X_2} \right)_{a_2} + \dots + \Delta X_n \left(\frac{\partial f}{\partial X_n} \right)_{a_n} \quad (III-33)$$

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

$$\begin{cases} f_1(X_1, X_2, \dots, X_n) = y_1 \\ f_2(X_1, X_2, \dots, X_n) = y_2 \\ \vdots \\ f_n(X_1, X_2, \dots, X_n) = y_n \end{cases} \quad (III-34)$$

Où,

$$f_K(X_1, X_2, \dots, X_n) = y_K \quad K = 1, 2, \dots, n$$

Le développement en série de Taylor, du système d'équations (III-34), au voisinage d'une estimation initiale (X_K^0), donne

$$f_k(X_1, X_2, \dots, X_n) = y_k = f(X_1^0, X_2^0, \dots, X_n^0) + \Delta X_1^0 \left(\frac{\partial f}{\partial X_1} \right)_{X_1^0} + X_2^0 \left(\frac{\partial f}{\partial X_2} \right)_{X_2^0} + \dots + \Delta X_n^0 \left(\frac{\partial f}{\partial X_n} \right)_{X_n^0} \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (III-35)$$

ΔX^K , représente la correction à ajouter à X_K^0 pour se rapprocher de la solution correcte. Le système (III-35), peut être écrit sous la forme matricielle suivante

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(X_1^0, X_2^0, \dots, X_n^0) \\ \vdots \\ y_n - f_n(X_1^0, X_2^0, \dots, X_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial f_1}{\partial X_1} \right|_{X_1^0} & \left. \frac{\partial f_1}{\partial X_2} \right|_{X_2^0} & \dots & \left. \frac{\partial f_1}{\partial X_n} \right|_{X_n^0} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left. \frac{\partial f_n}{\partial X_1} \right|_{X_1^0} & \left. \frac{\partial f_n}{\partial X_2} \right|_{X_2^0} & \dots & \left. \frac{\partial f_n}{\partial X_n} \right|_{X_n^0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_1^0 \\ \vdots \\ \Delta X_n^0 \end{bmatrix} \quad (III-36)$$

Ou encore

$$[\Delta U]^0 = [J]^0 \cdot [\Delta X]^0 \quad (III-37)$$

[J] est la matrice jacobéenne du système (I-35).

D'où l'on tire

$$[\Delta X]^0 = ([J]^0)^{-1} \cdot [\Delta U]^0 \quad (III-38)$$

La première solution approchée du processus itératif est calculée par

$$[X]^1 = [X]^0 + [\Delta X]^0$$

Généralement, pour une itération (k), On a

$$[X]^{K+1} = [X]^K + [\Delta X]^K$$

– *Application de la méthode de N-R, à de l'écoulement de puissance*

Mathématiquement, le problème de l'écoulement de puissance peut être réduit à un ensemble d'équations non-linéaires où le module et l'angle des tensions aux niveaux des jeux de barres sont les variables. Dans la forme la plus compacte, le nombre d'équations vaut approximativement deux fois le nombre de jeux de barres. Les non-linéarités peuvent être approximativement classées sous une forme quadratique. La technique de N-R basée sur le calcul du gradient et de la relaxation est utilisée comme méthodes de solution pour ces systèmes d'équations.

Le problème peut être résolu en utilisant soit les coordonnées rectangulaires soit les coordonnées polaires. Il est préférable d'utiliser la forme polaire pour faire apparaître les différentes grandeurs qui caractérisent le réseau électrique.

D'après la forme générale d'équations de puissance au J.d.B :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{iq} \end{cases} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (III-39)$$

Où $i = 1$ c'est le J.d.B de référence

n : Nombre de J.d.B

i : Numéro de J.d.B

Après développement de F_{ip} et F_{iq} en série de TAYLOR autour de la première approximation :

$$\begin{cases} P_i = F_{ip}^0 + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta\delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta\delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial V_2}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \\ Q_i = F_{iq}^0 + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta\delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta\delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial V_2}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \end{cases} \quad (III-40)$$

Avec F_{ip}^0 et F_{iq}^0 sont des fonctions de tension et de phase :

A partir de la relation de $\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$

Avec

$$\begin{cases} \Delta P_i^{(0)} = P_i - F_{ip}^0 \\ \Delta Q_i^{(0)} = Q_i - F_{iq}^0 \end{cases} \quad (III-41)$$

Les deux systèmes d'équations (III-40) et (III-41) donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2p}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2p}}{|V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial F_{np}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{np}}{|V_n|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2q}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{|V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{nq}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{nq}}{|V_n|} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta\delta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta\delta_n^{(0)} \\ \Delta V_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta V_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (III-42)$$

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (III-43)$$

On rappelle que:

$$\begin{cases} \delta_i^{(K+1)} = \delta_i^{(K)} + \Delta \delta_i^{(K)} \\ |V|_i^{(K+1)} = |V|_i^{(K)} + \Delta |V|_i^{(K)} \end{cases} \quad i \neq 1 \text{ ref et } i \neq 2 \text{ cont} \quad (III-44)$$

L'adaptation de (III-43) avec (III-44) donne :

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(K+1)} \\ |V|_i^{(K+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_i^{(K)} \\ |V|_i^{(K)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \delta_i^{(K+1)} \\ |V|_i^{(K+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_i^{(K)} \\ |V|_i^{(K)} \end{bmatrix} + [J^{(K)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(K)} \\ \Delta Q^{(K)} \end{bmatrix} \quad (III-45)$$

D'une manière générale

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (III-46)$$

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (III-47)$$

J_1, J_2, J_3, J_4 Sont les sous matrices de Jacobienne.

– **Détermination des sous matrices de la Jacobienne J :**

A partir du système d'équations (III-42) on peut déterminer les éléments de matrices de Jacobienne J [HAS_08].

Sous matrice J1:

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i||V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) & i \neq j \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{i=1, i \neq j}^n |V_i||V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) & i = j \end{cases}$$

Sous matrice J2:

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial |V|_i} = |V_j||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) & i \neq j \\ \frac{\partial P_i}{\partial |V|_i} = 2|V_j||y_{ij}|\cos(\gamma_{ij}) + \sum_{i=1, i \neq j}^n |V_j||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) & i = j \end{cases}$$

Sous matrice J3:

$$\begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = |V_i||V_j||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) & i \neq j \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{i=1, i \neq j}^n |V_i||V_j||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) & i = j \end{cases}$$

Sous matrice J4:

$$\begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) & i \neq j \\ \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -\sum_{i=1, i \neq j}^n |V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) - 2|V_j||y_{ij}|\sin(\gamma_{ij}) & i = j \end{cases}$$

III.6 Relation entre la puissance et la tension

L'une des caractéristiques importantes d'un réseau est la relation entre la puissance de charge et la tension à l'extrémité de la ligne, considérons un réseau simple Figure (III-7).

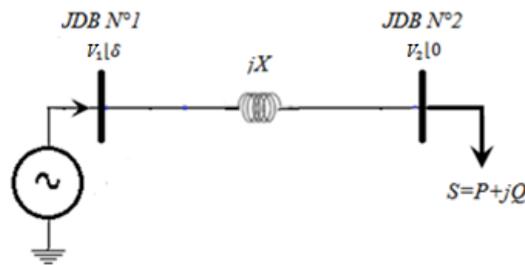


Figure (III-7). Réseau simple à deux jeux de barres

V_1 : Tension au début de la ligne

V_2 : Tension à l'extrémité de la ligne

X : Réactance de la ligne

δ : Angle de charge

D'après la Figure (III-7), on peut exprimer la puissance apparente et le courant au nœud 2 par les deux équations suivants :

$$\bar{S} = P + jQ \quad (III-48)$$

$$I = \frac{V_1 - V_2}{jX} \quad (III-49)$$

On aura alors :

$$S^* = V_2^* \cdot I = V_2^* \cdot \frac{V_1 - V_2}{jX} \quad (III-50)$$

Avec $V^* = |V| \angle -\delta$

On aura:

$$S^* = P - jQ = -\frac{V_1.V_2}{X} \sin(\delta) + j \left(\frac{V_2^2}{X} - \frac{V_1.V_2}{X} \cos(\delta) \right) \quad (III-51)$$

Dans ce circuit, la puissance active et la puissance réactive à l'extrémité de la ligne sont décrites par les équations suivantes:

$$P_{12} = -P_{21} = \frac{|V_1||V_2|}{X} \sin(\delta) \quad (III-52)$$

$$Q_{12} = Q_{21} = \frac{|V_1||V_2|}{X} \cos(\delta) - \frac{|V_2|^2}{X} \quad (III-53)$$

On élimine l'angle δ par l'utilisation de l'équation : $\cos(\delta)^2 + \sin(\delta)^2 = 1$

$$P^2 + \left(Q + \frac{|V_2|^2}{X} \right)^2 = \frac{|V_1||V_2|}{X} \quad (III-54)$$

L'équation précédente peut s'écrire sous la forme d'une équation quadratique en fonction de V_2 :

$$V_2^4 + (2QX - V_1^2)V_2^2 + (P^2 + Q^2)X^2 = 0 \quad (III-55)$$

$$V_2^2 = \frac{1}{2} \left[V_1^2 - 2QX \pm V_1 \left(V_1^2 - \frac{4P^2X^2}{V_1^2} - 4QX \right)^{1/2} \right] \quad (III-56)$$

On remplace Q dans (III-56) par $Q = tg(\delta).P = B.P$

Donc la solution est:

$$V_2^2 = \left[\frac{V_1^2}{2} - BPX \pm \left(\frac{V_1^4}{4} - P^2X^2 - PXBV_1^2 \right)^{1/2} \right] \quad (III-57)$$

D'après l'équation (III-57), on peut conclure que, la tension au nœud 2 est une fonction de la puissance active, de la réactance de la ligne, et du facteur de puissance. La Figure (III-8) présente la courbe de bifurcation du système test. La courbe montre l'évolution de la tension en fonction de la puissance active. La réactance de la ligne $X = 0.5\text{pu}$ et La facteur de puissance considérée variable donc B variable.

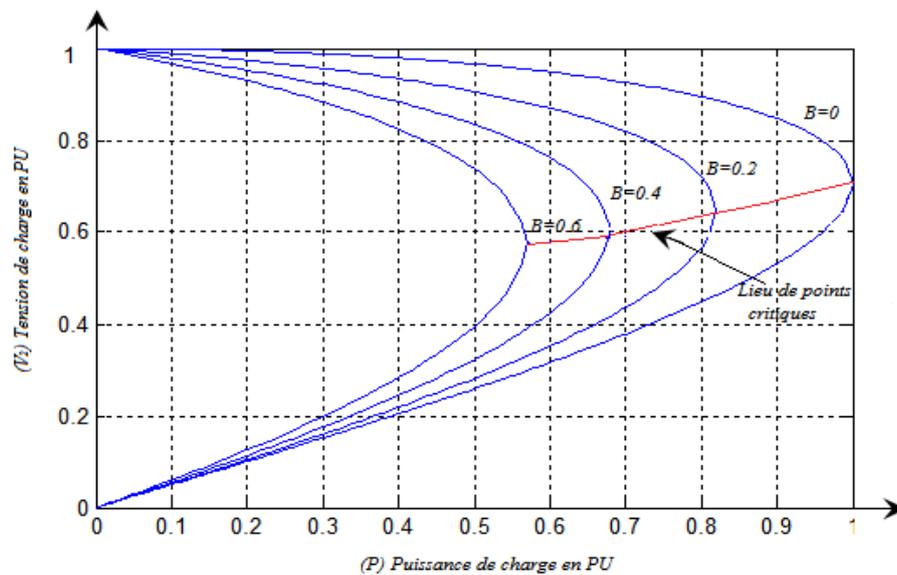


Figure (III-8). Caractéristique P-V du réseau radial simple

La Figure (III-8) présente deux parties; une partie supérieure et une partie inférieure qui se rencontrent au point critique et qui représente la puissance maximale qui peut théoriquement être transportée. Sur une ligne on peut augmenter la charge mais jusqu'à une limite ne dépassant pas la puissance maximale (partie supérieure du graphe); car au fur et à mesure que la charge augmente, la tension diminue et si on continue on se retrouvera dans la partie inférieure du graphe, et dans cette partie le réseau est inexploitable même s'il existe des solutions mathématiques. Le facteur de puissance de consommation pratique a un effet important sur la puissance maximale transmissible et affecte donc la stabilité de la tension du réseau. Le maintien de la tension serait certainement facilité par l'instauration d'un soutien réactif au niveau de la barre de consommation.

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

III.7 Indicateurs d'analyses statiques de la stabilité de tension

Le risque du phénomène d'écroulement de tension est un risque très important pour le fonctionnement d'un réseau. Pour éviter ce phénomène, il est nécessaire de déterminer les indicateurs statiques de la stabilité de tension en utilisant les techniques d'analyse statiques. Ces indicateurs statiques de la stabilité de tension servent à estimer la marge de stabilité entre le point de fonctionnement et le point

d'écroulement de tension (la limite de la stabilité) du système. Ces indicateurs donnent des informations très importantes qui sont utilisées pour la planification et l'exploitation du réseau de transmission.

Les techniques d'analyse statique ou les indicateurs statiques de la stabilité de tension sont basées sur les équations de répartition des puissances et par l'utilisation des techniques d'analyse linéarisée.

III.7.1 Analyse V-Q Sensibilité

La matrice de sensibilité reliant les variations de tension aux variations de puissance réactive est décrite par:

$$\Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q \quad (III-58)$$

La matrice Jacobienne $J(\delta, V)$ est composée par quatre sous-matrices $J_1(P\delta)$, $J_2(PV)$, $J_3(Q\delta)$ et $J_4(QV)$. Dans un réseau électrique, le couplage entre la puissance réactive et la tension, représenté par $J_4(QV)$, est très important. C'est pourquoi, $J_4(QV)$ est utilisée pour les études de la stabilité de tension.

Par la méthode découplée en négligeant les couplages entre P – V et Q – δ , les équations (II-46) deviennent:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{1(P\delta)} & 0 \\ 0 & J_{4(QV)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (III-59)$$

La relation simple entre la variation de la puissance réactive injectée et le module de tension est déterminée par $J_4(QV)$:

$$\Delta Q = J_{4(QV)} \cdot \Delta V \quad (III-60)$$

En réalité, il y a un couplage inévitable entre P – V et Q – δ , en particulier quand le réseau se trouve dans un état critique. C'est pourquoi, la relation entre Q – V est obtenue comme suit (en supposant que $\Delta P = 0$):

$$\Delta Q = (J_{4(QV)} - J_{3(Q\delta)} \cdot J_{1(P\delta)}^{-1} \cdot J_{2(PV)}) \cdot \Delta V = J_R \cdot \Delta V \quad (III-61)$$

La matrice réduite J_R représente les sensibilités entre les variations de puissance réactive et les variations de tension.

La sensibilité V-Q à chaque nœud présente la pente de la courbe Q – V à chaque point de fonctionnement. Cette matrice est utilisée comme un indicateur pour prévenir les risques d'instabilité de tension.

Cette méthode est simple et directe pour déterminer la stabilité de tension. Cette méthode ne demande pas un calcul de répartition de charge ou un calcul de stabilité transitoire à la suite d'une perturbation. L'ensemble des nœuds (identifiés par les sensibilités) qui sont vulnérables à un écroulement de tension est appelé une "région de contrôle de tension". L'étude approfondie des réserves de puissance active et réactive dans la "région de contrôle de tension", lorsque les transits sur la frontière de cette région augmentent (à cause d'une perturbation ou à cause d'un changement du point de fonctionnement), permet de prévoir un écroulement de tension et sa cause. C'est une méthode à court terme. Dans l'état actuel, ce type d'indicateur varie très peu avant l'écroulement en tension, pour ensuite augmenter très rapidement une fois que l'écroulement est amorcé, ce qui ne permet pas de prendre des mesures préventives.

III.7.2 Facteurs de participation

Les facteurs de participation permettent d'évaluer le degré de la stabilité. Un aspect important de ces facteurs pour la stabilité de tension est de déterminer quels éléments physiques sont associés avec chaque mode et de déterminer le mécanisme de l'instabilité de tension.

Un réseau électrique comporte les éléments comme les charges, les branches et les générateurs. Pour chacun de ces éléments, le facteur de participation associé à chaque mode est défini en utilisant les vecteurs propres (ou vecteurs singuliers) de droite et de gauche de la matrice Jacobienne réduite J_R . Le facteur de participation est un indicateur pour mesurer le degré de la stabilité de tension. Ces facteurs sont proposés par B. Gao, G.K. Morison et P. Kundur [GAO_92].

III.7.2.1 Participations de nœud

La participation du nœud k pour le mode i est déterminée par:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (III-62)$$

Les facteurs de participation de nœud déterminant les régions associées à chaque mode. La valeur de participation de nœud pour un mode donné indique l'efficacité de l'action de sauvegarde, appliquée à ce nœud, pour stabiliser ce mode.

Généralement, il y a deux types de modes. Pour le premier type, le mode est très localisé, c'est à dire que quelques nœuds ont une grande valeur de participation et tous les autres nœuds ont la valeur de participation proche de zéro. Pour le second type, le mode est non-localisé, c'est à dire qu'un nombre suffisant de nœuds ont une petite valeur de participation mais semblable, et les autres nœuds ont la valeur de participation proche de zéro. La caractéristique de mode localisé se produit si un seul nœud de charge est connecté à un réseau très puissant via une longue ligne de transmission. La caractéristique de mode non-localisé se produit quand une région, dans un grand réseau, est de plus en plus chargée et la puissance réactive ne peut plus arriver à cette région.

Il n'est pas nécessaire de calculer les facteurs de participation pour toutes les valeurs propres de matrice J_R pour un grand réseau. Dans la pratique, il est nécessaire de calculer pour 5 à 10 plus petites valeurs propres parmi les plus petites pour identifier tous les modes critiques.

III.7.2.2 Participations de générateur

Le générateur en tant que source de puissance est un nœud très important dans le réseau. Comme pour le calcul de participation de branche, les variations de tension et d'angle sont connues pour chaque machine, si la variation de puissance réactive est connue. Le facteur de participation de générateur m pour le mode i :

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_{m \text{ pour générateur } m}}{\text{maximum } \Delta Q \text{ pour tous les générateurs}} \quad (III-63)$$

La participation de générateur indique que, pour chaque mode, les générateurs fournissent un sur plus de puissance réactive pour répondre à l'augmentation de charge réactive du réseau. Les participations de générateur donnent une information très importante concernant la réserve de puissance réactive pour toutes les machines, pour maintenir une marge adéquate de la stabilité de tension.

III.7.3 L'indicateur L

Kessel et Glavitsch ont proposé une méthode pour détecter les risques d'instabilité en tension d'un réseau électrique. Un indicateur qui varie entre 0 (pas de charge) à 1 (écroulement de tension), a été défini. Cet indicateur utilise des informations obtenues à partir d'un calcul de répartition de charge.

Les auteurs ont étudié un réseau à 2 nœuds, et ont ensuite généralisé à un réseau à n nœuds. L'indicateur général pour déterminer la stabilité d'un réseau multi-nœuds a la forme :

$$L = \text{MAX}_{j \in \alpha_L} (L_j) = \left| 1 - \frac{\sum_{j \in \alpha_G} A_{ji} V_j}{V_j} \right| \quad (\text{III-64})$$

Où

α_L ensemble des nœuds de charge

α_0 ensemble des nœuds de générateur

A_{ji} facteur de participation de charge

La condition pour un fonctionnement stable est : $0 < L < 1$.

Cette méthode est très simple et très rapide pour détecter la distance du point de fonctionnement au point d'instabilité de tension. Par cette méthode, les nœuds ou les zones qui sont vulnérables à l'écroulement de tension sont identifiés. Cette méthode peut être appliquée en temps réel pour les grands réseaux (c'est à dire qu'il s'agit d'un indicateur court terme). Lorsque le calcul de répartition de charge diverge le calcul de l'indicateur L est impossible.

III.7.4 Méthode de continuation

Cette méthode trace une courbe depuis les conditions initiales jusqu'à la charge maximale par changement de charge par pas. La méthode est utilisée pour déterminer la bifurcation des équations de répartition de puissance. Cette méthode est divisée en 2 étapes : prédictive et correctrice [CAF_93].

III.7.5 Pertes des Mw/Mvar

Les pertes de puissances actives et réactives sont utilisées comme un indicateur pour prévenir le risque d'instabilité de tension. Quand le réseau se trouve dans un point de fonctionnement très proche de point critique, les pertes deviennent très importantes [CHU_00].

III.7.6 L'indicateur ΔV

L'indicateur de stabilité de tension ΔV d'un réseau est défini comme la déviation de tension nette de chaque bus dans le réseau fonctionne à partir de l'unité. Dans un système n-bus, l'indice de stabilité de tension est mathématiquement exprimé comme suit:

$$\Delta V = \sum_{i=1}^{n_j} |1 - V_i| \quad (III-65)$$

Où $i = 1, 2, \dots, n_j$

V_i : est l'amplitude de tension de jeux de barre i

n_j : nombre de jeux des barres.

Cette méthode est très simple et très rapide pour détecter la distance du point de fonctionnement au point d'instabilité de tension.

III.8 Conclusion

Ce chapitre a présenté les classifications, les définitions, les mécanismes d'écroulement de tension et les méthodes d'étude de la stabilité de tension. A partir de ces présentations, les analyses statiques de stabilité de tension et les parades nécessaires de façon à éviter les risques d'écroulement de tension. Plusieurs indicateurs de risque pour la stabilité de tension sont développés de façon à déterminer la distance entre le point de fonctionnement initial et le point d'écroulement de tension.

CHAPITRE IV:

AMELIORATION DE LA STABILITE PAR FACTS

IV.1 Introduction

La demande de l'énergie électrique, ne cesse de croître et les structures existantes parviennent à peine à la combler. La construction de nouvelles centrales de production, de nouvelles lignes de transport s'impose. Mais, ceci nécessite un gros investissement et une politique à long terme qui demande beaucoup de moyens pour y faire face. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis. Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau.

Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. Les dispositifs FACTS en générale permettent donc un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place. Ces éléments agissent en fait comme des impédances dont la valeur change en fonction de l'angle d'amorçages des thyristors. Dans ce chapitre nous allons étudier les différents dispositifs FACTS, afin d'envisager leurs applications dans le but de renforcer et améliorer le fonctionnement des réseaux électriques.

IV.2 Définition de FACTS

FACTS qui est l'abréviation de Flexible Alternating Control Transmission Systems est défini par IEEE comme suit : (Les systèmes de transmission du 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) [TAR_10] [EDR_97].

Les dispositifs FACTS comprennent tous les équipements basés sur l'électronique de puissance et qui font en général appel à la commande numérique, les microprocesseurs et la microélectronique pour contrôler les circuits de transport des réseaux électriques et augmenter leurs stabilité [HIN_93].

Le concept FACTS a été introduit par EPRI (Electric Power Research Institutes) pour la première fois en 1988. Le premier grand succès des FACTS fut reconnu en 1990 lors de la conférence de Cincinnati [HIN_91].

Grâce à un temps de réponse de commande rapide cette technologie est devenue un outil incontournable pour l'amélioration de l'exploitation et de la flexibilité des systèmes de puissance. En plus avec les avancées récentes dans la technologie des thyristors GTO/IGBT, le temps de réponse de ces dispositifs a diminué jusqu'à quelques millisecondes ce qui les rend capable d'offrir des solutions appropriées pour n'importe quelle situation du réseau électrique [TAR_10].

IV.3 Différents catégories des FACTS

Les dispositifs FACTS se divisent en trois importantes catégories des dispositifs shunt, série, et dispositifs combinés (shunts et séries avec le système) selon leur façon de se connecter au réseau comme représenté sur la Figure (IV-1).

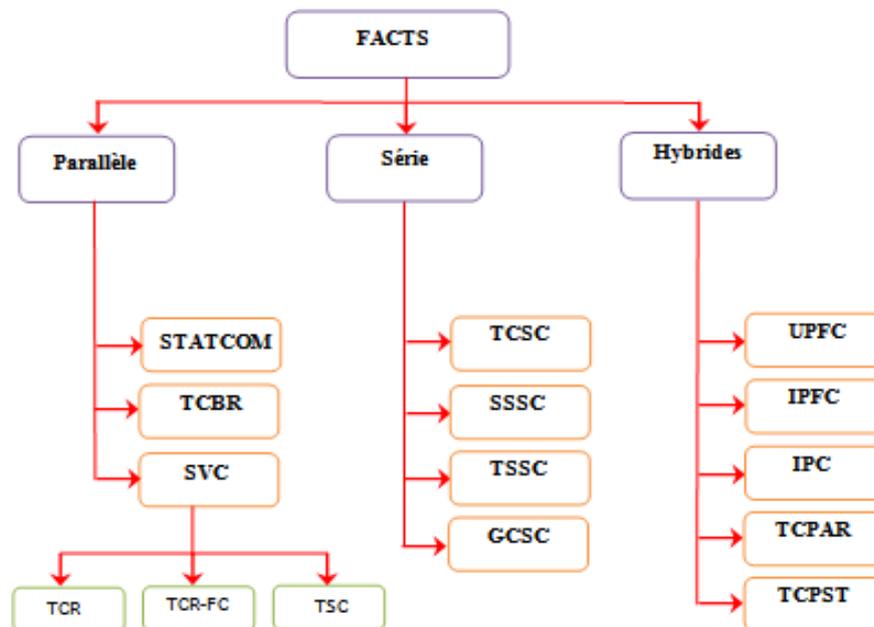


Figure (IV-1). Schéma simplifié de Classification des dispositifs FACTS.

Ces catégories peuvent aussi être décomposées en deux générations selon la technologie utilisée. La première génération est à base de thyristors et la deuxième génération à base de GTO thyristors [HAD_17] [BOU_16] [TAR_10].

IV.3.1 Compensateurs séries

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport pour compenser la chute de tension inductive et modifient ainsi la réactance effective de la ligne. Ces compensateurs sont efficaces pour le contrôle de la puissance et l'amélioration de la stabilité dynamique du réseau électrique [BOU_16] [TAR_10].

IV.3.1.1 Compensateur série commandé par thyristors (TCSC)

Ce type de compensateur est apparu au milieu des années 1980 [HAD_17]. Un compensateur TCSC peut être composé d'un condensateur fixe en parallèle avec une branche de réactance commandée par thyristor TCR "Thyristor-Controlled Reactance" connectés en tête-bêche ou il peut être aussi composé de plusieurs modules connectés en série. Le TCSC permet de modifier l'impédance de cette ligne par un petit temps de réponse de commande, et donc commander la puissance transmise. L'impédance équivalente de la ligne sera une impédance variable selon l'angle d'amorçage des thyristors. La Figure (IV-2) montre un modèle du circuit monophasé de TCSC

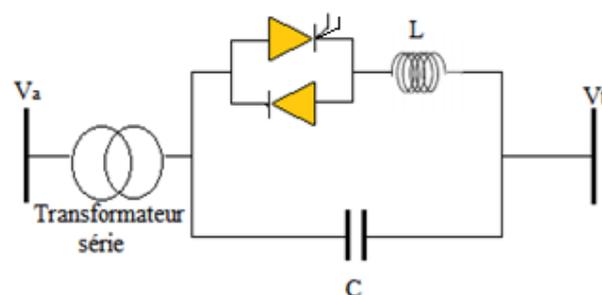


Figure (IV-2). Schéma électrique unifilaire simplifié du TCSC

L'appareil TCSC a été introduit dans les lignes de transmission d'énergie électrique pour optimiser la répartition de la puissance en régime permanent. La régulation ou variation de l'impédance des lignes de transmission d'énergie électrique

fournie par le TCSC selon l'angle d'amorçage des thyristors est la caractéristique principale qui lui donne un grand potentiel pour amortir les oscillations des réseaux d'énergie électrique et la résonance hypo synchrone causées par la compensation du condensateur en série sur la ligne de transmission d'énergie électrique [YUE_01].

L'expression de l'impédance est donnée par l'équation suivante [TAR_10] [VAR_07].

$$X(\alpha) = \frac{jLw}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}) - LCw^2} \quad (VI-1)$$

Où α l'angle d'amorçage des thyristors.

IV.3.1.2 Compensateur série statique synchrone (SSSC)

Le compensateur série statique synchrone (SSSC) a été proposé par Gyugyi en 1989 [YUE_01] [HIN_99], c'est compensateur constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne de transmission à l'aide d'un transformateur Figure (IV-3). Son rôle est d'introduire une tension triphasée à la fréquence du réseau en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne. Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. L'avantage de ce type de compensateur est de ne pas introduire physiquement un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions. Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau. Le SSSC est capable d'échanger de la puissance active et réactive avec le réseau électrique pour maintenir une bonne stabilité [TAR_10].

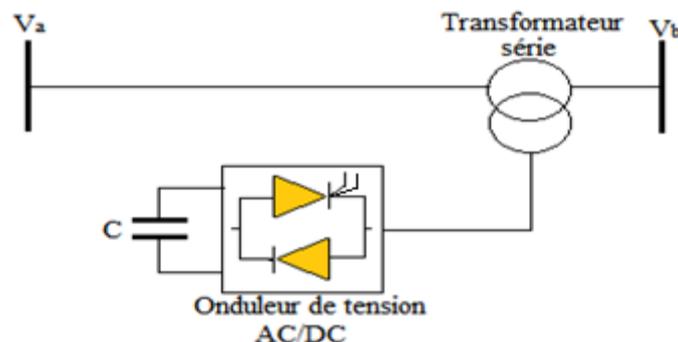


Figure (IV-3). Schéma électrique unifilaire simplifié du SSSC

IV.3.2 Compensateurs parallèles

Ces compensateurs sont branchés en parallèle avec le réseau électrique. Ils permettent à partir d'une impédance variable d'absorber ou injecter du courant au réseau à travers le point de connexion. Cette injection du courant modifie les puissances active et réactive qui transitent dans la ligne et au même temps elle permet la régulation de la tension de la ligne de transmission [TAR_10].

IV.3.2.1 Compensateur statique d'énergie réactive (SVC)

Le compensateur statique d'énergie réactive (Static Var Compensator) est le dispositif FACTS le plus ancien il est apparu à la fin des années soixante. Ce type de compensateur est constitué d'une batterie de condensateurs commutés à thyristors (TSC Thyristor Switched Capacitors), et d'un banc de bobines contrôlées à thyristors (TCR Thyristor Controlled Reactors) comme le montre la figure (IV-4). Il est permet de régler la tension à ses bornes en commandant la quantité de puissance réactive injectée dans ou absorbée du système d'alimentation. Il est également utilisé pour améliorer la stabilité dynamique du réseau électrique, en lui ajoutant une boucle de régulation supplémentaire pour l'amortissement des oscillations de puissance basse fréquence [TAR_10].

L'expression de la puissance réactive en fonction de la tension au jeu de barres de connexion et de la susceptance B_{SVC} est donnée par l'équation suivante.

$$Q_{SVC} = -|V_{BUS}|^2 \cdot B_{SVC} \quad (IV-2)$$

Où V_{BUS} la tension de jeu de barres, B_{SVC} la susceptance de SVC.

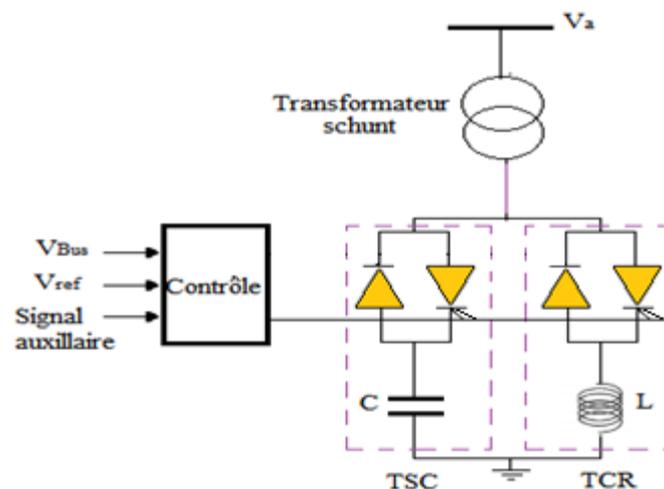


Figure (IV-4). Schéma électrique unifilaire simplifié du SVC

IV.3.2.2 Compensateur statique synchrone (STATCOM)

Ce type de compensateur a été développé à la fin des années 70, mais ce n'est que dans les années 90 qu'il a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [ESK_03]. Le STATCOM illustré à la Figure (IV-5) est utilisé de façon similaire qu'un compensateur statique d'énergie réactive (SVC) par contre il est plus efficace pour assurer la stabilité transitoire que le SVC. En plus, il est exempt d'inertie ce qui rend sa dynamique plus rapide [TAR_10].

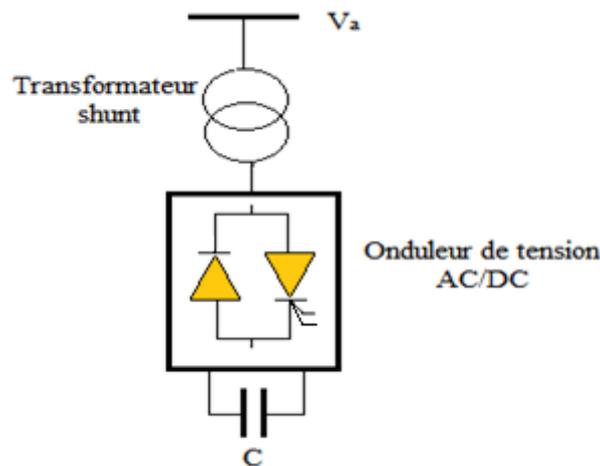


Figure (IV-5). Schéma électrique unifilaire simplifié du STATCOM

IV.3.3 Compensateurs hybrides (shunt-série)

C'est une combinaison des dispositifs séries et shunts commandée d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils sont donc capables d'agir sur les trois paramètres (tension, impédance et angle de déphasage) qui permettent de contrôler le transit de puissance sur une ligne de transport.

IV.3.3.1 Contrôleur universel de flux de puissance (UPFC)

Le contrôleur universel de flux de puissance est l'équipement FACTS le plus puissant. Il est dit universel car il comporte toutes les stratégies de compensation de puissance. Il a le pouvoir de contrôler la tension, l'angle de transit de puissance et l'impédance de la ligne. Son schéma électrique est illustré à la Figure (IV-6). Il est constitué de (2) onduleurs triphasés de tension. Un onduleur est connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur shunt et l'autre est connecté en série avec le réseau par l'intermédiaire d'un transformateur série. Les deux onduleurs sont

interconnectés par un bus continu représenté par un condensateur. De plus, il a la flexibilité de basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande des onduleurs, ce qui permet l'activation de la fonction nécessaire pour pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau [PAS_98]. L'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de la puissance électrique, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance [TAR_10].

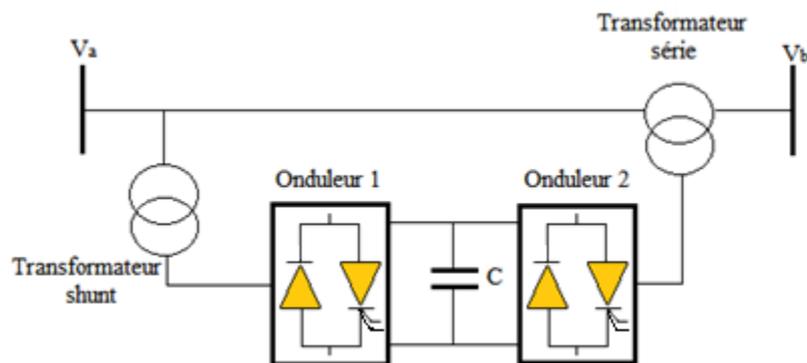


Figure (IV-6). Schéma électrique unifilaire simplifié de l'UPFC

IV.3.3.2 Contrôleur de puissance interlignes (IPFC)

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC est utilisé dans le cas d'un système de lignes multiples reliées à un même poste. Son principe est illustré par la Figure (IV-7). L'IPFC est formé de plusieurs compensateurs séries synchrones SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. Du côté continu, tous les convertisseurs sont reliés entre eux via des disjoncteurs.

L'IPFC permet de transférer la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. Les tensions injectées possèdent une composante en quadrature et une composante en phase avec les courants respectifs des lignes. La composante en quadrature permet une compensation série indépendante dans chaque ligne, alors que la composante en phase définit le niveau de puissance active échangée avec les autres lignes.

L'IPFC est conçu comme un contrôleur de transit de puissance avec deux compensateurs synchrones statiques indépendamment contrôlables ou plus en séries qui sont les convertisseurs à semi-conducteur de source de tension injectant une tension presque sinusoïdale à la grandeur variable et sont liés par l'intermédiaire d'un condensateur commun de courant continu.

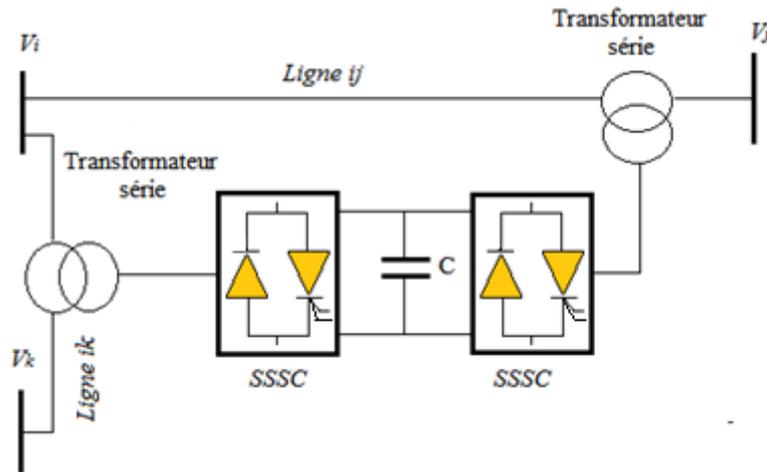


Figure (IV-7). Schéma électrique unifilaire simplifié de l'IPFC

Avec l'IPFC, la puissance active peut être transférée entre les différentes lignes. Donc, il sera possible de [YAH_14] :

1. Egaliser les puissances active et réactive entre les lignes de transport.
2. Augmenter la puissance transmise à travers les lignes de transport.
3. La compensation et réduire les chutes de tension.
4. Améliorer l'efficacité des systèmes électriques en régime dynamique.

IV.3.3.3 Static Phase Shifter (SPS)

Le déphaseur statique est un transformateur déphaseur à base de thyristors, ce dispositif a été conçu pour remplacer les anciens transformateurs déphaseurs commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs l'un branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle, la Figure (IV-8) représentée un schéma unifilaire de principe de dispositif SPS [YAH_14].

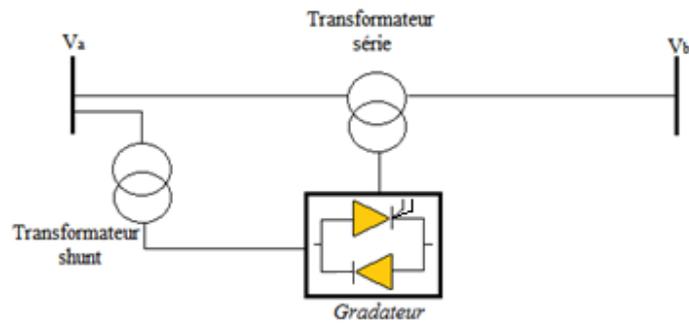


Figure (IV-8). Schéma électrique unifilaire simplifié de SPS

IV.4 Type de la modélisation des dispositifs FACTS

La modélisation que nous avons vue consiste à représenter les dispositifs FACTS dans le domaine d'analyse statique de réseau électrique, il y a plusieurs façons de modéliser les dispositifs FACTS, Les modélisations les plus souvent rencontrées et trouvées dans la littérature sont:

1. L'injection de puissances équivalentes.
2. La création d'un nœud fictif.
3. La modification de la matrice admittance.

IV.4.1 Injection de puissances aux extrémités de la ligne

Une des méthodes les plus répandues consiste à représenter les dispositifs FACTS sous forme d'injections de puissances aux nœuds telles que représentées dans la Figure (IV-9) [YAH_14].

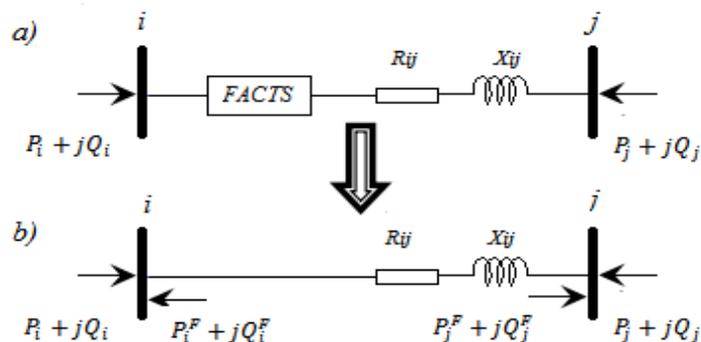


Figure (IV-9). Modélisation par injection de puissance

Le principe consiste à remplacer l'effet dû au dispositif FACTS sur les transits de puissances dans la ligne Figure (IV-9-(a)), par des injections de puissances aux deux extrémités Figure (IV-9-(b)). Celles-ci sont calculées de manière à ce que

l'effet produit soit équivalent à celui du dispositif en question. Les injections de puissances active et réactive au nœud i sont données par :

$$\begin{cases} P_i^F = P_{ij} - P_{ij}^F \\ Q_i^F = Q_{ij} - Q_{ij}^F \end{cases} \quad (VI-3)$$

Avec : P_i^F, Q_i^F Injections équivalentes de puissances active et réactive au nœud i .

P_{ij}, Q_{ij} Transits de puissances active et réactive sans dispositif FACTS.

P_{ij}^F, Q_{ij}^F Transits de puissances avec le FACTS dans la ligne.

Les injections de puissances actives aux nœuds PV et PQ s'écrivent :

$$P_i + P_i^F = V_i \sum_{k=1}^n V_j \left(G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B \sin(\delta_i - \delta_j) \right) \quad (VI-4)$$

et les puissances réactives injectées aux nœuds PQ s'écrivent :

$$Q_i + Q_i^F = -V_i \sum_{k=1}^n V_j \left(G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B \sin(\delta_i - \delta_j) \right) \quad (VI-5)$$

Avec: n nombre de nœuds du système.

Les valeurs des injections P_i^F, Q_i^F sont calculées après chaque itération, mais ne sont pas utilisées dans le calcul de la matrice Jacobienne.

IV.4.2 Création d'un nœud fictif

Une modélisation de FACTS basée sur la création d'un nœud fictif est présentée dans. Le modèle du dispositif permettant de contrôler les transits de puissances active et réactive, est illustré à la Figure (IV-10).

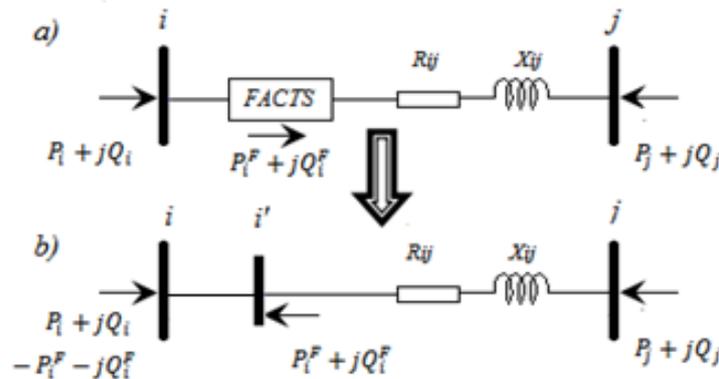


Figure (IV-10). Modélisation avec nœud fictif

Les valeurs de consigne des dispositifs sont directement exprimées en termes de puissances circulant dans les lignes ou injectées aux nœuds Figure (IV-10-(a)). Un nœud fictif i' dans lequel la ou les puissances contrôlées sont injectées, est temporairement créé. Pour conserver le bilan de puissance, la puissance injectée au nœud i' est soustraite au nœud i Figure (IV-10-(b)). Le nouveau nœud est pris en compte dans le calcul de répartition des puissances en modifiant la structure de la matrice Jacobienne.

IV.4.3 Modification de la matrice d'admittance nodale

Les FACTS sont envisagés comme des éléments venant modifier directement la matrice d'admittance nodale du réseau. Ils sont insérés dans la ligne selon la représentation de la Figure (IV-11). Selon le type de FACTS modélisé, le dispositif peut être placé au milieu ou à une extrémité de la ligne.

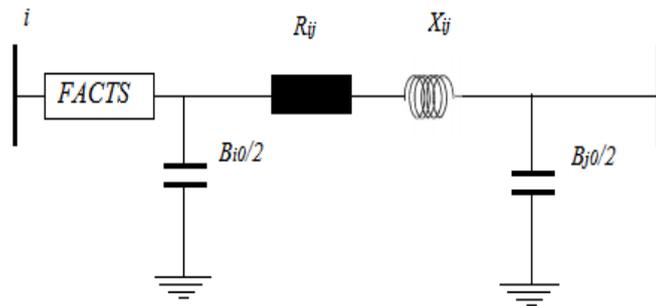


Figure (IV-11). Intégration du dispositif FACTS dans une ligne

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

$$Y_{mod} = \begin{bmatrix} Y'_{ii} & Y'_{ij} \\ Y'_{ji} & Y'_{jj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{ij} \\ Y_{ji} & Y_{jj} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{ii}^F & Y_{ij}^F \\ Y_{ji}^F & Y_{jj}^F \end{bmatrix} \quad (VI-6)$$

Selon le type de FACTS et sa position dans la ligne, seule une partie des coefficients de la matrice Y subissent des modifications.

IV.5 Modélisation du SVC

Le compensateur statique de puissance réactive est modélisé par une admittance shunt variable Figure (IV-12). Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire de nature capacitive ou inductive afin de fournir, respectivement d'absorber, de la puissance réactive.

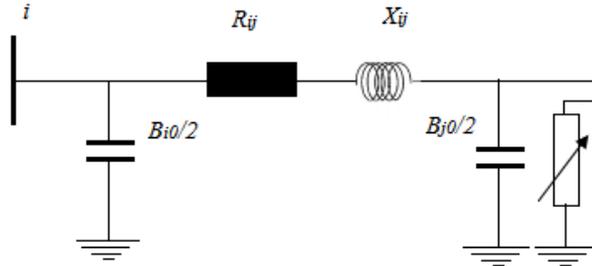


Figure (IV-12). Modélisation d'un SVC placé en un Nœud j

La modélisation du SVC est basée sur deux modèles :

1^{er} modèle : on considère le SVC comme une susceptance shunt variable.

2^{eme} modèle : on considère le SVC comme une susceptance shunt variable et angle d'amorçage variable.

Le courant absorbé par le SVC est donné par l'équation :

$$I_{SVC} = jB_{SVC}V_k$$

La puissance réactive absorbée par le SVC et aussi injecté dans le nœud k est donnée par l'équation

$$Q_{SVC} = -V_k^2 B_{SVC} \quad (VI-7)$$

La linéarisation de l'équation est donnée par

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & Q_k \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta B_{SVC}/B_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (VI-8)$$

Le calcul itératif de la nouvelle variable du shunt Susceptance est calculé par :

$$B_{SVC}^{(i)} = B_{SVC}^{(i-1)} + \left(\frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}}\right)^{(i)} B_{SVC}^{(i-1)} \quad (VI-9)$$

Cette valeur représente la valeur totale nécessaire pour maintenir les tensions dans tous les nœuds du réseau à une valeur spécifiée.

2^{eme} modèle : on considère le SVC comme une susceptance shunt variable et angle d'amorçage variable.

$$Q_k = \frac{-V_k^2}{X_C X_L} \left(X_L - \frac{X_C}{\pi} (2(\pi - \alpha_{SVC}) + \sin(2\alpha_{SVC})) \right) \quad (VI-10)$$

De l'équation précédente, la linéarisation du SVC est donnée par :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{2V_k^2}{\pi X_L} (\cos(2\alpha_{SVC}) - 1) \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \alpha_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (VI-11)$$

La nouvelle valeur de l'angle d'amorçage est déterminée par

$$\alpha_{SVC}^{(i)} = \alpha_{SVC}^{(i-1)} + \Delta \alpha_{SVC}^{(i)} \quad (VI-12)$$

IV.6 Modélisation de TCSC

Les condensateurs séries Ils sont modélisés par des impédances variables insérées en série avec la ligne. Les dispositifs étant considérés comme idéaux, seule la partie réactive de l'impédance est prise en compte. Le modèle est formé de deux branches en parallèles formées respectivement d'une inductance et d'une capacité variable [YAH_14].

Pour éviter les phénomènes de résonance, les branches sont enclenchées de manière exclusive à l'aide d'un interrupteur. Le modèle mathématique de TCSC est dans le schéma de la Figure (IV-13).

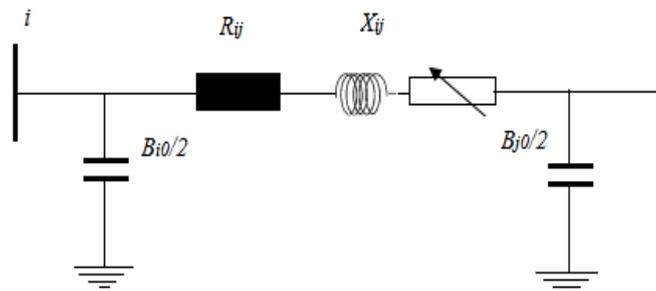


Figure (IV-13). Modélisation d'un TCSC

Le TCSC devient analogue à une impédance contrôlable, qui est le résultat de la mise en parallèle de la réactance équivalente d'un composant TCR et une capacité. La réactance du TCSC est donné par:

$$X_{TCSC} = X_C + K_1 \left(2\sigma + \sin(2\sigma) - K_2 (\cos\sigma)^2 (\bar{w} \tan(\bar{w}\sigma) - \tan(\sigma)) \right) \quad (VI-13)$$

$$\text{Avec: } \sigma = \pi - \alpha, \quad X_{LC} = \frac{X_L X_C}{X_C - X_L}, \quad K_1 = \frac{X_C + X_{LC}}{\pi} \quad \text{et} \quad K_2 = \frac{4(X_{LC})^2}{\pi X_L}$$

Les réactances capacitive et inductive sont respectivement:

$$X_C = \frac{1}{c\omega}, \quad X_L = \frac{1}{L\omega}$$

$$\bar{w} = \frac{\omega_0}{\omega}, \quad \omega_0 = \frac{1}{(LC)^{1/2}} \quad \text{et} \quad \omega = 2\pi f$$

Le courant transité entre les nœuds k et m est donné l'équation matricielle suivant :

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} jB_{kk} & jB_{km} \\ jB_{mk} & jB_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (VI-14)$$

$$\text{Avec } B_{kk} = B_{mm} = -\frac{1}{X_{TCSC}} \quad \text{et} \quad B_{km} = B_{mk} = \frac{1}{X_{TCSC}}$$

Pour le compensateur inductive série et en inverse le signe pour le compensateur capacitive.

La puissance active et réactive au nœud k est donné par

$$\begin{cases} P_k = V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \\ Q_k = -V_k^2 B_{kk} - V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \end{cases} \quad (VI-15)$$

IV.7 Synthèse du FACTS

De manière générale l'effet de ces nouveaux équipements de FACTS de grande puissance et de temps de réponse rapide grâce à le développement de la technologie d'électronique de puissance montre un très grand potentiel pour améliorer la performance de fonctionnement et la stabilité des réseaux électriques en fortifiant la contrôlabilité des réseaux électriques et la capacité de transmission de puissance sur les lignes de transmission d'énergie électrique. Les différents types de FACTS présentés dans cette section possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Chaque type de dispositif FACTS sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Le Tableau (I-1) synthétise les domaines d'utilisation et d'applications des différentes technologies de dispositifs FACTS pour l'amélioration la performance de contrôle, de l'exploitation et de la flexibilité des systèmes de puissance [YUE_01].

Tableau (I-1). Contributions de la commande des divers régulateurs de FACTS

| FACTS | Contributions de la commande |
|---------|--|
| STATCOM | Commande de la tension, compensation de la puissance réactive, amortissement de l'oscillation, stabilité de la tension, stabilité transitoire et dynamique. |
| SVC | Commande de la tension, compensation, amortissement de l'oscillation, stabilité de la tension, stabilité transitoire et dynamique. |
| SSSC | Commande du courant, amortissement de l'oscillation, stabilité transitoire et dynamique, stabilité de tension, restriction du courant d'incident. |
| TCSC | Commande du courant, amortissement de l'oscillation, stabilité transitoire et dynamique, stabilité de tension, restriction du courant d'incident. |
| UPFC | Commande de la puissance active et de la puissance réactive, commande de la tension, compensation de la puissance réactive, amortissement de l'oscillation, stabilité transitoire et dynamique, stabilité de tension, restriction du courant d'incident. |
| IPFC | Commande de la puissance réactive, commande de la tension, amortissement de l'oscillation, stabilité transitoire et dynamique, stabilité de tension. |

Le Tableau (IV-1) donne les contributions de la commande des divers dispositifs des FACTS pour aider à les choisir pour des applications particulières. On peut remarquer que comme la tension, le courant, l'impédance, la puissance réactive et la puissance active sont réciproquement en relation, chaque type FACTS a des contributions multiples en commandant la tension, le courant, la puissance etc. Cependant, le degré de contrôlabilité, particulièrement, la commande de la stabilité et de la puissance, varie d'un FACTS à l'autre. En fait, on peut choisir le régulateur de FACTS selon l'objectif particulier de commande et selon les facteurs économiques.

IV.8 Conclusion

L'une des méthodes d'améliorer la stabilité d'un réseau électrique est d'intégrer des dispositifs à base d'électronique de puissance FACTS dans le réseau électrique. Pour cela nous avons présenté des généralités sur les systèmes FACTS, les différents éléments constituant le dispositif, les différents modèles utilisés dans la littérature, et ses différentes applications.

Dans la suite de travail nous avons choisi TCSC et SVC pour améliorer la stabilité de réseau électrique face aux différentes conditions sévères, tout en appliquant plusieurs techniques d'optimisation métaheuristiques pour le choix optimal de la taille, le nombre et ainsi que l'emplacement de ces dispositifs.

CHAPITRE V:

L'OPTIMISATION PAR LES METHODES METAHEURISTIQUES

V.1 Introduction

Les problèmes d'optimisation occupent actuellement une place importante dans la recherche scientifique. La résolution d'un problème d'optimisation consiste à explorer un espace de recherche afin de maximiser ou minimiser une fonction donnée. Les complexités relatives de l'espace de recherche et de la fonction objectif conduisent à développer d'une grande quantité de méthodes de résolutions radicalement différentes. La globalité de ces méthodes d'optimisation dans les différentes publications, se divise typiquement en deux grandes classes dont le premier classement les méthodes exactes. Et une grande partie de l'effort de recherche est consacré à la deuxième classe de méthodes d'optimisation approchées.

Ce chapitre traite le problème de l'optimisation combinatoire. Il est divisé en deux grandes parties. La première partie explique les notions et définitions de base du problème de l'optimisation combinatoire. Dans la deuxième partie, nous entamons à l'étude de caractéristiques de différentes catégories d'algorithmes d'optimisation en particulier les méthodes métaheuristiques à base population telles que, les essaims de particules, l'algorithme d'optimisation par bactérie recherche de la nourriture et l'algorithme génétique.

V.2 Notions de base en optimisation

Deux types de problèmes d'optimisation sont distingués: des problèmes de minimisation et des problèmes de maximisation. Un problème d'optimisation (de minimisation ou de maximisation) est défini par un ensemble de données et un ensemble de contraintes. Un ensemble de solutions S est associé au problème d'optimisation. Parmi les solutions S , un sous-ensemble $X \subseteq S$ représente des solutions réalisables respectant les contraintes C du problème, à chaque solution s est associée une valeur $f(s)$ qui représente sa qualité. La résolution du problème

d'optimisation consiste à trouver une solution $s^* \in X$ qui minimise ou maximise la valeur $f(s)$ [AMI_13].

Quelque soit le type du problème d'optimisation, ce dernier est défini par les six points suivants:

1. Représentation les données D du problème.
2. Les contraintes C que doit satisfaire une solution afin d'être admissible .
3. L'ensemble S des solutions possibles du problème traité.
4. Un sous-ensemble X de S représentant les solutions réalisables (admissible).
5. Une fonction f du coût aussi appelée fonction « objectif » ou fonction fitness qui associe à chaque solution s une valeur numérique $f(s)$ (nombre réel ou entier) représentant la qualité de s .
6. Mode indique le type du problème, il permet de savoir est ce qu'on doit minimiser ou maximiser les valeurs des solutions de X .

Dans ce qui suit nous présentons quelques définitions tirées de la littérature liées aux problèmes d'optimisation en général.

– **Définition 1**

Un problème d'optimisation combinatoire est défini par l'ensemble S des solutions possibles d'un problème. $X \subseteq S$ est l'ensemble des solutions réalisables. $f: X \rightarrow \mathfrak{R}$, une fonction que l'on nomme fonction «objectif». L'objectif est de trouver $s^* \in X$ tel que $f(s^*) \leq f(s)$ (Au cas de maximisation: $f(s^*) \geq f(s)$ pour n'importe quelle solution $s \in X$ [SAK_84].

– **Définition 2**

L'optimum local est la meilleure solution appartenant à un voisinage $V(s)$ de la solution s . Une solution s' (appartenant à S) est un optimum local de la structure du voisinage $V(s)$ de la solution s si elle vérifie la condition suivante (V-1):

$$f(s') \leq f(s) \quad \forall s \in V(s) \quad (V-1)$$

Pour un problème de maximisation la condition (V-1) sera remplacée par:

$$f(s') \geq f(s) \quad \forall s \in V(s) \quad (V-2)$$

Il est à noter que l'optimum local est aussi nommé maximum local au cas de problème de maximisation et minimum local au cas de problème de minimisation.

– **Définition 3**

Une solution s^* est dite optimale (ou optimum global) si les deux contraintes suivantes sont vérifiées:

1. Elle est réalisable tirée de l'ensemble de solutions possibles (l'espace de recherche S) et respecte toutes les contraintes du problème posé.

2. Tel que
$$\begin{cases} f(s^*) = \max_{s \in X} (f(s)) & \text{problème de maximisation} \\ f(s^*) = \min_{s \in X} (f(s)) & \text{problème de minimisation} \end{cases} \quad (V-3)$$

Où X est l'ensemble de solutions réalisables.

Autrement dit, une solution est optimum global est le meilleur optimum local si:

3. Tel que
$$\begin{cases} f(s^*) \geq f(s) \quad \forall s \in E(S) & \text{problème de maximisation} \\ f(s^*) \leq f(s) \quad \forall s \in E(S) & \text{problème de minimisation} \end{cases} \quad (V-4)$$

Où $E(S)$ est l'ensemble d'optimums locaux [AMI_13].

La Figure (V-1) représente une courbe représentant les optimums locaux et les optimums globaux d'une fonction d'évaluation.

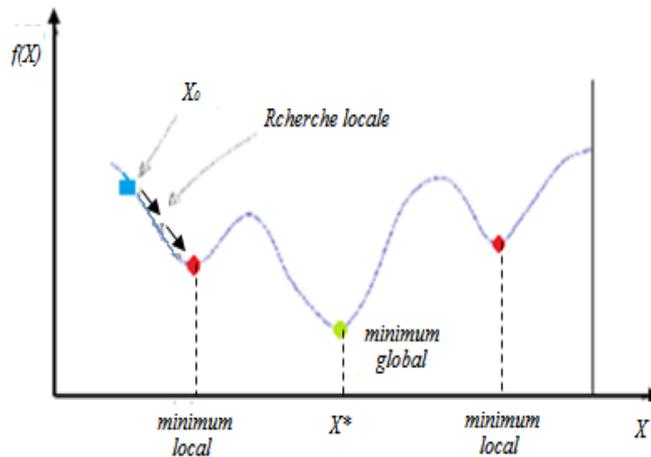


Figure (V-1). Courbe représentant les optimums locaux et les optimums globaux

V.3 Méthodes d'optimisations

Plusieurs méthodes de résolution des problèmes de différentes complexités ont été proposées. Ainsi, une grande variété et des différences remarquables au niveau du principe, de la stratégie et des performances ont été discernées. Cette variété et ces différences ont permis de regrouper les différentes méthodes de résolution de différents problèmes en deux classes principales: les méthodes exactes et les méthodes approchées. Il y a aussi l'hybridation des méthodes entre les méthodes qui donnent naissance à un pseudo classe qui englobe des méthodes dites hybrides.

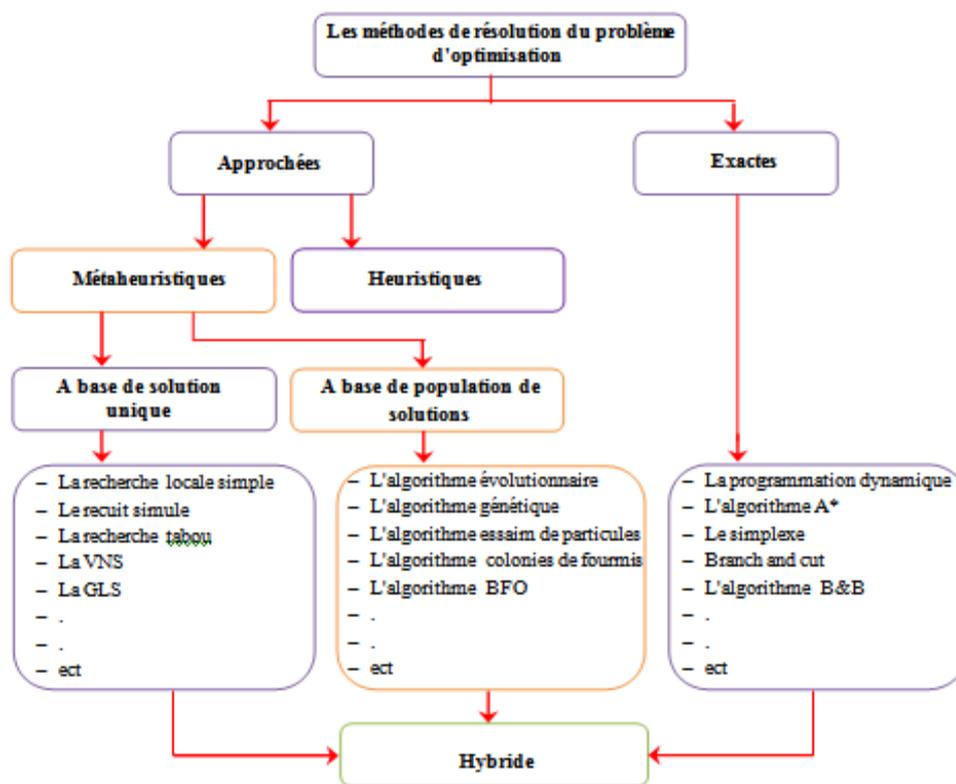


Figure (V-2). Classification de méthodes d'optimisation.

V.3.1 Les méthodes exactes

L'intérêt des méthodes exactes réside dans le fait qu'elles assurent l'obtention de la solution optimale du problème traité. En fait, elles permettent de parcourir la totalité de l'ensemble de l'espace de recherche de manière à assurer l'obtention de toutes les solutions ayant le potentiel d'être meilleures que la solution optimale trouvée au cours de la recherche. Cependant, les méthodes exactes sont très

connues par le fait qu'elles nécessitent un coût de recherche souvent prohibitif en termes de ressources requises. En effet, le temps de recherche et/ou l'espace mémoire nécessaire pour l'obtention de la solution optimale par une méthode exacte sont souvent trop grands, notamment avec des problèmes de grandes tailles. De ce fait, la complexité de ce type d'algorithme croît exponentiellement avec la taille de l'instance à traiter, elle devient très importante face à des problèmes comprenant plusieurs variables, fonctions «objectif» et/ou critères [AMI_13].

Les méthodes exactes restent cependant limitées aux instances de petite taille même si le passage à des dimensions plus grandes reste très modérément faisable grâce à l'utilisation du parallélisme. En effet, même si un grand nombre de machines est utilisé en parallèle, il n'est pas forcément possible d'augmenter de la même quantité la taille des instances utilisées. L'utilisation du parallélisme à grande échelle ne permet pas d'affronter l'explosion combinatoire du nombre de solutions à énumérer lorsque la taille des instances augmente de manière exponentielle.

Lorsqu'il devient nécessaire d'obtenir des solutions, non forcément exactes, pour des problèmes de grande taille dans des temps impartis restreints, il devient nécessaire d'utiliser les méthodes dites approchées [JEA_13] [HAD_17].

V.3.2 Les Métaheuristiques:

Dans la vie pratique, on se retrouve souvent confronté à des problèmes de différentes complexités, pour lesquelles on cherche des solutions qui satisfont deux notions antagonistes: la rapidité et la qualité. Devant le coût de recherche prohibitif des méthodes exactes (particulièrement avec des problèmes de grande taille) et la spécificité des heuristiques au problème donné, les métaheuristiques construisent une solution moins exigeante. En fait, elles sont applicables sur une grande variété de problèmes d'optimisation de différentes complexités. En outre, elles permettent de fournir des solutions de très bonne qualité (pas nécessairement optimales) en temps de calcul raisonnable.

La majorité des métaheuristiques sont inspirées des systèmes naturels, nous pouvons citer à titre d'exemple: le recuit simulé qui est inspiré d'un processus métallurgique, les algorithmes évolutionnaires et les algorithmes génétiques qui sont inspirés des principes de l'évolution Darwinienne et de la biologie, la recherche

tabou qui s'inspire de la mémoire des êtres humains, les algorithmes basés sur l'intelligence d'essaim comme l'algorithme d'optimisation par essaim de particules, l'algorithme de colonies de fourmis, l'algorithme de colonies d'abeilles, la recherche coucou et l'algorithme d'optimisation par coucou qui s'inspirent du comportement social de certaines espèces évoluant en groupe.

L'ensemble des métaheuristiques proposées dans la littérature sont partagées en deux classes: des métaheuristiques à base de solution unique et des métaheuristiques à base de population de solutions [AMI_13]. Nous présentons quelques métaheuristiques à base de population dans ce qui suit de cette section.

V.4 Les méthodes Métaheuristiques à base de population

V.4.1 Les algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques (AG) appartiennent à la famille des algorithmes évolutionnistes (un sous-ensemble des Métaheuristiques [ELG_09]). Leur but est d'obtenir une solution approchée à un problème d'optimisation, lorsqu'il n'existe pas ou qu'on ne connaît pas de méthode exacte pour le résoudre. Les algorithmes génétiques utilisent la notion de sélection naturelle développée au XIX^{ème} siècle par le scientifique Darwin et l'appliquent à une population de solutions potentielles au problème donné.

Dans cette section, on va commencer par donner le principe des algorithmes génétiques en détaillant les différents paramètres utiles pour l'implémentation de l'approche et on va terminer par la conception de l'organigramme de ces algorithmes.

V.4.1.1 Principe de fonctionnement

Un algorithme génétique est un algorithme itératif de recherche d'optimum, il manipule une population de taille constante. Cette population est formée de points candidats appelés chromosomes. La taille constante de la population entraîne un phénomène de compétition entre les chromosomes. Chaque chromosome représente le codage d'une solution potentielle au problème à résoudre, il est constitué d'un ensemble d'éléments appelés gènes, pouvant prendre plusieurs valeurs non forcément numérique [LUD_94] [GAS_19].

A chaque itération, appelée génération, est créée une nouvelle population avec le même nombre de chromosomes. Cette génération consiste en des chromosomes mieux "adaptés" à leur environnement tel qu'il est représenté par la fonction sélective. Au fur et à mesure des générations, les chromosomes vont tendre vers l'optimum de la fonction sélective. La création d'une nouvelle population à partir de la précédente se fait par application des opérateurs génétiques que sont : la sélection, le croisement et la mutation. Ces opérateurs sont stochastiques.

Donc, le fonctionnement d'un AG est alors basé sur les éléments suivants :

1. Initialisation: une population initiale de taille N chromosomes est tirée aléatoirement.
2. Codage des chromosomes et décodage.
3. Evaluation : chaque chromosome est décodé puis évalué.
4. Sélection : par l'un des méthodes de sélection (Tournoi, Roulette, ...etc.)
5. Opérateurs génétiques: croisement et mutation de certains chromosomes au sein de la nouvelle population.
6. Paramètres de dimensionnement: nombre de population, de générations et probabilités des opérateurs de croisement et de mutation [NIC_04].

V.4.1.2 Codage des chromosomes et décodage

Il existe essentiellement deux type de codage: le codage binaire ou représentation sous forme de chaîné binaire et le codage réel qui est une représentation directe de valeurs réelles de la variable. Chacun ayant ses propres avantages et inconvénients.

– Codage binaire

– Définition 4

On appelle "séquence ou chaîne" de longueur $l(A)$ une séquence avec $A = \{a_1, \dots, a_2, a_1\}$ avec $\forall i \in \{1, 2, \dots, l\}, a_i \in V\{0, 1\}$.

Le génotype d'un individu caractérise la structure du chromosome tandis que le phénotype désigne la chaîne obtenue par la concaténation des paramètres réels ou gènes (x_1, x_2, x_3, \dots). Le décodage convertit le chromosome en phénotype grâce

au génotype. Les valeurs des paramètres sont extraites du phénotype et ensuite fournies à la fonction d'adaptation qui retourne la performance permettant ainsi de classer l'individu dans la population. Le phénotype est obtenu à partir du génotype par l'équation :

$$X_i = \left(\frac{X_{iM} - X_{im}}{2^{l(X_i)} - 1} \right) \sum_{j=0}^{l(X_i)} 2^j \cdot b_j + X_{im} \quad (V-5)$$

b_j est le $j^{\text{ème}}$ bit dans le gène numéro i .

Le codage binaire présente plusieurs avantages :

1. Alphabet minimum {0,1}.
2. Existence de fondements théoriques.
3. Facilement coder et décode toutes sortes de paramètre (calculé par ordinateur).
4. Facilité de mise en point d'opérateurs génétiques.

Cette méthode de codage est relativement facile à implanter mais présente quelques inconvénients :

1. Deux configurations proches dans l'espace des paramètres peuvent avoir deux chromosomes très distincts, par exemple, les chaînes « 01111 » et « 10000 » correspondent à deux configurations réelles voisines alors qu'elles diffèrent de cinq bits. Cette caractéristique peut s'avérer pénalisante pour la recherche locale par croisement.
2. Les performances de l'algorithme sont dégradées devant les problèmes d'optimisation de grande dimension à haute précision numérique. Pour de tels problèmes, les AG basés sur les chaînes binaires ont de faibles performances.

– **Codage de gray**

L'utilisation de code gray a été recommandée pour répondre à problème de configuration. En effet, avec ce code, les entiers adjacents ne diffèrent que d'un bit. Le passage entre deux configurations réelles voisines ne nécessite que de modifier un seul bit dans le chromosome.

– **Définition 5**

Un entier N écrit en binaire de longueur $l(A)$ avec $A = \{a_1, \dots, a_2, a_1\}$, et de même en notant le code de Gray de longueur $l(G)$ correspondant $G = \{g_1, \dots, g_2, g_1\}$:

$$\text{Donc le passage: } g_i = a_i \oplus a_{i-1} \text{ et } a_i = g_1 \oplus g_{i-1} \oplus \dots \oplus g_i$$

Où \oplus désigne la fonction OU exclusif

Si on considère que le chromosome est représenté en code de gray, on effectuera d'abord la transformation avant un décodage binaire standard. Ces opérations sont transcrites dans la Tableau (V-1).

Table (V-1). Code binaire et code gray sur 4 bits

| Entier | Code | Code Gray | Entier | Code Binaire | Code Gray |
|--------|------|-----------|--------|--------------|-----------|
| 0 | 0000 | 0000 | 8 | 1000 | 1100 |
| 1 | 0001 | 0001 | 9 | 1001 | 1101 |
| 2 | 0010 | 0011 | 10 | 1010 | 1111 |
| 3 | 0011 | 0010 | 11 | 1011 | 1110 |
| 4 | 0100 | 0110 | 12 | 1100 | 1010 |
| 5 | 0101 | 0111 | 13 | 1101 | 1011 |
| 6 | 0110 | 0101 | 14 | 1110 | 1001 |
| 7 | 0111 | 0100 | 15 | 1111 | 1000 |

– **Codage réel**

Dans le cas du codage binaire, des difficultés surviennent pour calculer la fonction objective et traiter les problèmes à variables :

1. Les fonctions objectives sont exprimées sous forme réelle. Les chromosomes binaires doivent alors être convertis à chaque évaluation.
2. Les problèmes multi-variables sont ramenés à des problèmes mono variable par concaténation des inconnues en un seul chromosome. A chaque évaluation, la chaîne de bits résultante doit alors être découpée en autant de sous-chaînes qu'il y a d'inconnues. Ces sous-chaînes sont converties en nombres réels pour l'évaluation de la fonction objective.

– **Définition 6**

Dans le cas d'un codage non binaire, tel que le codage réel, la séquence X ne contient qu'un point, nous avons $X = \{x\}$ avec $x \in R$.

L'ensemble des variables par un vecteur $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ où chaque x_i est un nombre réel. Cette façon de faire est le codage réel. Il emploie à cet effet des mécanismes plus adaptés, reposant principalement sur une représentation réelle des chromosomes [OME_03].

V.4.1.3 Fonction d'évaluation

L'opérateur d'évaluation est un opérateur très dépendant du problème à traiter. Il est généralement défini par type de problème, voire par problème. Cet opérateur est loin d'être banal. Il sert à l'opérateur de sélection pour faire son choix des individus à conserver. Il agira donc sur la convergence de l'algorithme. Dans certains cas, on pourra distinguer la fonction d'évaluation de la fonction de fitness et la fonction d'évaluation calcule le coût d'un individu, alors que la fonction de fitness calcule le coût de cet individu par rapport à la population courante. Lorsqu'une sélection (voir le paragraphe V.4.1.4) de type roulette est adoptée, il est nécessaire de faire la distinction entre fonction fitness et fonction d'évaluation. En effet, il est nécessaire de définir la fonction de fitness de telle sorte qu'elle ne favorise pas trop les meilleurs individus, mais aussi qu'elle permette de récupérer les individus incontestablement mauvais et inutiles pour la recherche. Par contre, lorsqu'une sélection par tournoi est utilisée, il n'est pas nécessaire de faire de mise à l'échelle, la fonction d'évaluation suffit donc largement.

V.4.1.4 Sélection

Cet opérateur est chargé de définir quels seront les individus qui vont être dupliqués dans la nouvelle population et vont servir de parents (application de l'opérateur de croisement). Soit n le nombre d'individus, on doit en sélectionner $n/2$ (l'opérateur de croisement nous permet de repasser à n individus). Cet opérateur est peut-être le plus important puisqu'il permet aux individus d'une population de survivre, de se reproduire ou de mourir. En règle générale la probabilité de survie d'un individu sera directement liée à son efficacité relative au sein de la population.

On trouve essentiellement quatre types de méthodes de sélection différentes: La méthode de la "loterie biaisée", la méthode "élitiste" la sélection par tournois et la sélection universelle stochastique.

– ***La sélection par roulette Wheel***

Cette méthode est la plus connue et la plus utilisée. Avec cette méthode chaque individu a une chance d'être sélectionné proportionnelle à sa performance, donc plus les individus sont adaptés au problème, plus ils ont de chances d'être sélectionnés. Pour utiliser l'image de la "roulette Wheel", chaque individu se voit attribué un secteur dont l'angle est proportionnel à son adaptation, sa fitness.

On fait tourner la roue et quand elle cesse de tourner on sélectionne l'individu correspondant au secteur désigné par une sorte de "curseur", curseur qui pointe sur un secteur particulier de celle-ci après qu'elle se soit arrêté de tourner.

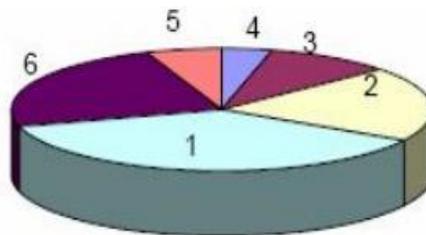


Figure (V-3). Sélection par la méthode de la roue de loterie.

– ***La méthode élitiste***

Cette méthode consiste à sélectionner les $n/2$ individus dont on a besoin pour la nouvelle génération P^{k+1} en prenant les $n/2$ meilleurs individus de la population P^k après l'avoir triée de manière décroissante selon la fitness de ses individus. Cette méthode est amènera à une convergence prématurée encore plus rapidement et surtout de manière encore plus sûre que la méthode de sélection de la loterie biaisée. En effet, la sélection est trop forte mais la variance et la diversité inexistante, la diversité qu'il pourrait y avoir ne résultera pas de la sélection mais plutôt du croisement et des mutations.

– ***La sélection par tournois***

Cette méthode est celle avec laquelle on obtient les résultats les plus satisfaisants. Le principe de cette méthode est le suivant : on effectue un tirage avec remise de deux individus de P , et on le fait "combattre". Celui qui a la fitness la plus élevée l'emporte avec une probabilité p compris entre 0.5 et 1. On répète ce processus n fois de manière à obtenir les n individus de P' qui serviront de parents. La variance de cette méthode est élevée et le fait d'augmenter ou de diminuer la

valeur de p permet respectivement de diminuer ou d'augmenter la pression de la sélection.

– ***La sélection universelle stochastique***

Cette méthode semble être très peu utilisée et qui plus est possède une variance faible, donc introduit peu de diversité, nous n'entrerons donc pas dans les détails, on se contentera d'exposer sa mise en œuvre. On prend l'image d'un segment découpé en autant de sous segments qu'il y a d'individus. Les individus sélectionnés sont désignés par un ensemble de points équidistants.

V.4.1.5 Le croisement

Dans un algorithme génétique, des parties des individus sélectionnés (parents) sont échangées par croisement. Le croisement peut être effectué sur les parents pour former les enfants (ou descendants). Il existe, là aussi, de nombreuses méthodes de croisement.

Nous présentons ici les croisements classiques, qui sont le croisement en un point, le croisement en deux points et le croisement uniforme, il y a d'autres méthodes de croisement appelées le croisement diagonal et le croisement de bloc. Ces derniers opérateurs sont bien adaptés à la transmission des propriétés topologiques entre les parents et les descendants [ATO_07].

– ***Croisement en un point***

On choisit au hasard un point de croisement, pour chaque couple Figure (V-4). Notons que le croisement s'effectue directement au niveau binaire, et non pas au niveau des gènes.

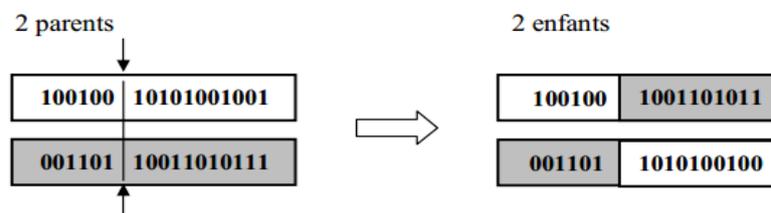


Figure (V-4). Principe de croisement en un point

– *Croisement en un et deux points*

On choisit au hasard deux points de croisement Figure (V-5). Par la suite, nous avons utilisé cet opérateur car il est généralement considéré comme plus efficace que la précédent.

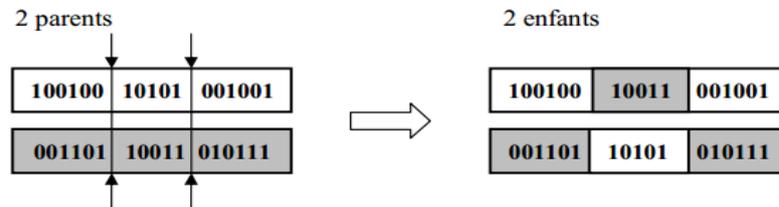


Figure (V-5). Principe de croisement en deux points

– *Croisement uniforme*

Le croisement uniforme utilise un masque (en binaire) de même longueur que les parents. Chaque 1 contenu dans le masque déclenche de l'inversion du gène visé avec celui de l'autre parent. Voir la Figure (V-6) [ATO_07] :

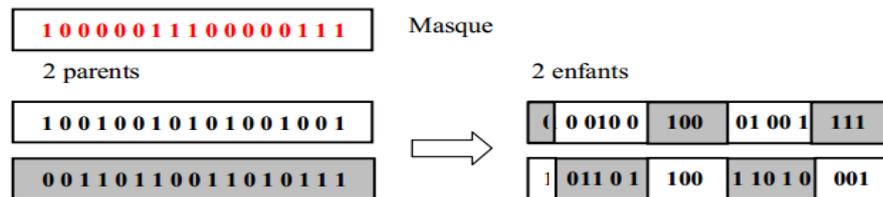


Figure (V-6). Croisement uniforme

V.4.1.6 Mutation

Nous définissons une mutation comme étant l'inversion d'un bit dans un chromosome. Cela revient à modifier aléatoirement la valeur d'un paramètre du dispositif. Les mutations jouent le rôle de bruit et empêchent l'évolution de se figer. Elles permettent d'assurer une recherche aussi bien globale que locale, selon le poids et le nombre des bits mutés. De plus, elles garantissent mathématiquement que l'optimum global peut être atteint.

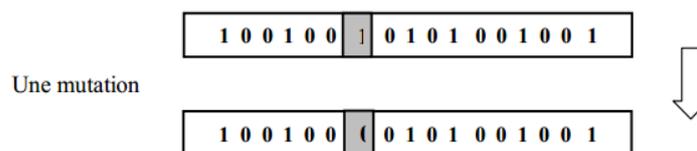


Figure (V-7). Opérateur de mutation

V.4.1.7 Organigramme de la procédure génétique

La Figure (V-8) illustre l'organigramme de l'algorithme génétique standard [BRU_99].

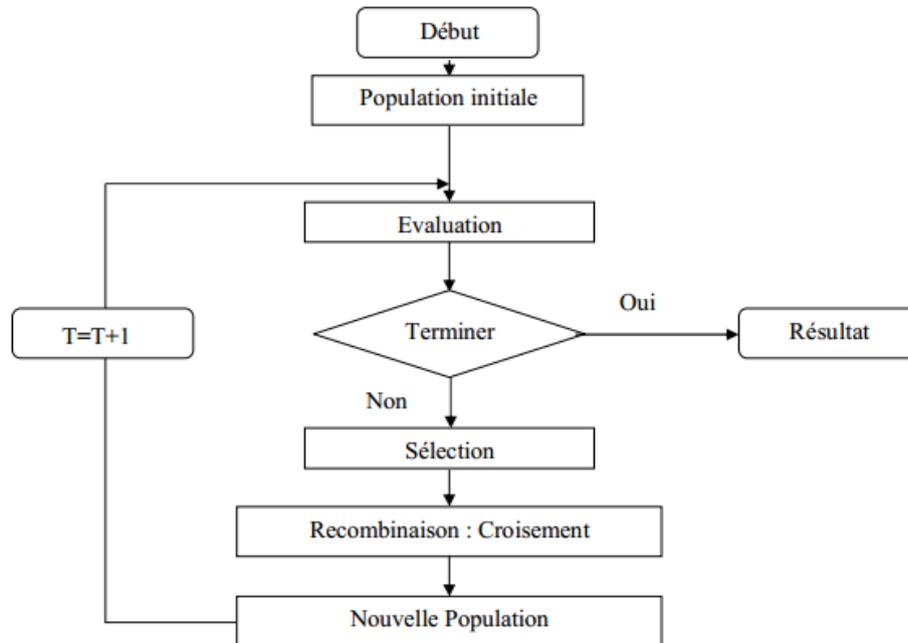


Figure (V-8). Organigramme d'un algorithme génétique.

V.4.2 L'optimisation par essaim de particule

Les algorithmes « d'optimisation par essaim de particules » (Particle Swarm Optimization – PSO) introduits pour la première fois par Kennedy et Eberhart [MAT_19] sont inspirés des déplacements collectifs observés chez certains animaux sociaux tels que les poissons et les oiseaux migrateurs. En effet, il est étonnant de voir comment ces animaux se déplacent en groupe dans une seule direction, se divisent parfois en plusieurs groupes afin d'éviter un obstacle ou un prédateur, puis reforment un groupe compact. Avec des règles locales très simples comme « rester proche des autres individus », « aller dans la même direction », « aller à la même vitesse », ces animaux sont capables d'éviter un prédateur par des mouvements d'explosion puis reforment le groupe originel, tout en maintenant la cohésion du banc. Dans l'algorithme à essaim de particules, les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim [OUA_06].

V.4.2.1 Principe de fonctionnement

L'optimisation par essaim de particules repose sur un ensemble d'individus originellement disposés de façon aléatoire et homogène, que nous appellerons dès lors des particules, qui se déplacent dans l'hyperespace de recherche et constituent, chacune, une solution potentielle. Chaque particule dispose d'une mémoire concernant sa meilleure solution visitée ainsi que la capacité de communiquer avec les particules constituant son entourage. À partir de ces informations, la particule va suivre une tendance faite, d'une part, de sa volonté à retourner vers sa solution optimale, et d'autre part, de son mimétisme par rapport aux solutions trouvées dans son voisinage.

À partir d'optimums locaux et empiriques, l'ensemble des particules va, normalement, converger vers la solution optimale globale du problème traité. Ce modèle présente quelques propriétés intéressantes, qui en font un bon outil pour de nombreux problèmes d'optimisation, particulièrement les problèmes fortement non linéaires, continus ou mixtes (certaines variables étant réelles et d'autres entières) :

1. Il est facile à programmer, quelques lignes de code suffisent dans n'importe quel langage évolué.
2. Il est robuste (de mauvais choix de paramètres dégradent les performances, mais n'empêchent pas d'obtenir une solution).

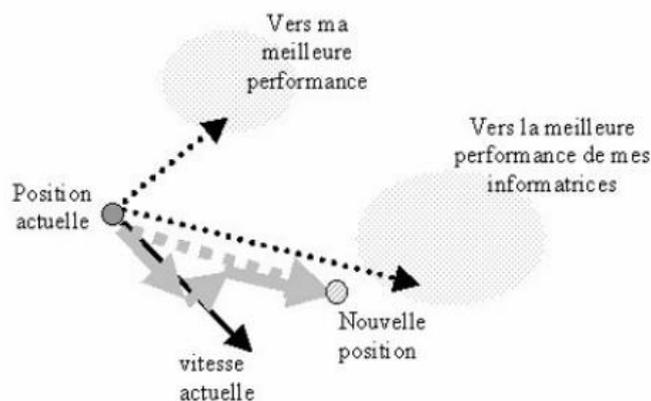


Figure (V-9). Schéma de principe du déplacement d'une particule.

Signalons, de plus, qu'il existe des versions adaptatives qui évitent même à l'utilisateur la peine de définir les paramètres (taille de l'essaim, taille des groupes d'informatrices, coefficients de confiance). L'une de ces méthodes (Tribes) est décrite

en détail dans un des documents téléchargeables à partir du site du séminaire OEP 03. Son code source est disponible via le site Particle Swarm Central.

V.4.2.2 Topologie du voisinage

Le voisinage constitue la structure du réseau social. Les particules à l'intérieur d'un voisinage communiquent entre-elles. Différents voisinages ont été étudiés [KEN_95] et sont considérés en fonction des identificateurs des particules et non des informations topologiques comme les distances euclidiennes dans l'espace de recherche [OME_03] :

1. Topologie en étoile : chaque particule est reliée à toutes les autres particules.
2. Topologie en anneau : chaque particule est reliée à n particules ($n = 3$).
3. Topologie en rayon : les particules communiquent avec une seule particule centrale.

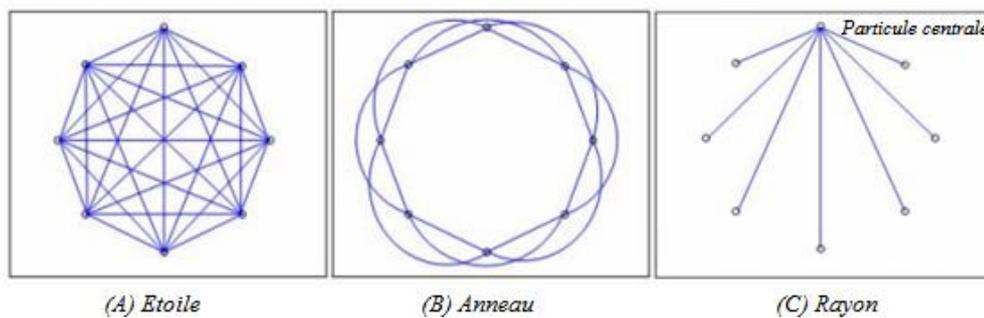


Figure (III-10): (a) anneau (avec $n = 2$), (b) rayon, (c) étoile.

Le voisinage géographique auquel nous sommes amenés à penser en premier lieu n'est pas nécessairement pertinent car, d'une part, il s'agirait d'un voisinage trop local, et d'autre part car la socialisation des particules tend à rendre tout voisinage social en voisinage géographique. Enfin, c'est un voisinage très lourd en terme de calculs car nécessitant de recalculer le voisinage de chaque particule à chaque itération.

V.4.2.3 Formalisation et programmation

La PSO peut facilement être formalisée et programmée. L'espace de recherche est de dimension D . La position courante d'une particule dans cet espace à l'instant t est donnée par un vecteur $P_a(t)$, à D composantes, donc. Sa vitesse courante est $V_a(t)$ la meilleure position trouvée jusqu'ici par cette particule est

donnée par un vecteur $P_{db}(t)$ Enfin, la meilleure de celles trouvées par les informatrices de la particule est indiquée par un vecteur $P_{dg}(t)$. Avec ces notations, les équations de mouvement d'une particule sont, pour chaque dimension D .

$$V_d(t) = V_d(t-1) + C_1 \cdot r_1 (P_{db} - P_d(t-1)) + C_2 \cdot r_2 (P_{dg} - P_d(t-1)) \quad (V-6)$$

$$P_d(t) = P_d(t-1) + V_d(t) \quad (V-7)$$

$V_d(t)$: Est la vitesse d'une particule. Et $P_d(t)$: Est le déplacement d'une particule.

r_1, r_2 : Sont des nombres aléatoires compris dans l'intervalle $[0,1]$.

C_1, C_2 : Sont des constantes positives où $C_1 + C_2 \leq 2$.

V.4.2.4 Initialisation de l'essaim et Nombre de particules

La position des particules ainsi que leur vitesse initiale doivent être initialisés aléatoirement. Cependant, en ce qui concerne la position des particules, il est préférable d'utiliser un générateur de séquence de SOBOL qui est plus pertinent dans la disposition homogène des particules dans un espace de dimension n . La quantité de particules allouées à la résolution du problème dépend essentiellement de deux paramètres :

1. La taille de l'espace de recherche
2. Le rapport entre les capacités de calcul de la machine et le temps maximum de recherche.

Il n'y a pas de règle pour déterminer ce paramètre, faire de nombreux essais permet de se doter de l'expérience nécessaire à l'appréhension de ce paramètre.

V.4.2.5 Coefficient de constriction

Afin d'éviter que les particules ne se déplacent trop rapidement dans l'espace de recherche, passant éventuellement à côté de l'optimum, il peut être nécessaire de fixer une vitesse maximale (notée V_{max}) pour améliorer la convergence de l'algorithme. Cependant, on peut s'en passer si on utilise un coefficient de constriction k et qui permet de resserrer l'hyperespace de recherche. L'équation de la vitesse devient alors :

$$k = 1 - \frac{1}{(C_1.r_1 + C_2.r_2)} + \frac{\sqrt{(C_1.r_1 + C_2.r_2)^2 - 4(C_1.r_1 + C_2.r_2)}}{2} \quad (V-8)$$

$$V_d(t) = k \left(V_d(t-1) + C_1.r_1 (P_{db} - P_d(t-1)) + C_2.r_2 (P_{dg} - P_d(t-1)) \right) \quad (V-9)$$

Les études de SHI et EBERHART indiquent que l'utilisation d'un coefficient de constriction donne généralement un meilleur taux de convergence sans avoir à fixer de vitesse maximale. Cependant, dans certains cas, le coefficient de constriction seul ne permet pas la convergence vers la solution optimale pour un nombre d'itérations donné. Pour résoudre ce problème, il peut être intéressant de fixer $V_{dmax} = P_{dmax}$ en plus du coefficient de constriction, ce qui, selon les études de SHI et EBERHART, permet d'améliorer les performances globales de l'algorithme.

V.4.2.6 Facteur d'inertie

Le facteur d'inertie w introduit par SHI et EBERHART permet de définir la capacité d'exploration de chaque particule en vue d'améliorer la convergence de la méthode. Une grande valeur de $w > 1$ est synonyme d'une grande amplitude de mouvement et donc, in fine, d'exploration globale. A contrario, une faible valeur de $w < 1$ est synonyme de faible amplitude de mouvement et donc, d'exploration locale. Fixer ce facteur, revient donc à trouver un compromis entre l'exploration locale et l'exploration globale.

$$V_d(t) = w_k \cdot V_d(t-1) + C_1.r_1 (P_{db} - P_d(t-1)) + C_2.r_2 (P_{dg} - P_d(t-1)) \quad (V-10)$$

$$\text{Où } w_k = w_{max} - \frac{(w_{max} - w_{min})}{k_{max}} k \quad (V-11)$$

$w_{max} = 0,9$ et $w_{min} = 0,1$. Donc La taille du facteur d'inertie influence directement la taille de l'hyper espace exploré. De bons résultats ont été trouvés pour une valeur décroissant linéairement de 0,9 à 0,1 [YUE_01].

Pour accélère la convergence de la méthode on peut introduire un autre facteur d'inertie s'appelle Sigmoid qui décroît en fonction du temps.

$$w_k = \frac{w_{max} - (w_{max} - w_{min})}{(1 + e^{-k-125})} \quad (V-12)$$

Où : K est numéro d'itération.

V.4.2.7 Algorithmes

Il existe différentes variantes de l'algorithme selon la notion de voisinage que l'on considère, les initialisations de l'essaim, sa taille. L'organigramme suivant expose l'algorithme d'essaim particule qui résumés chacune des étapes.

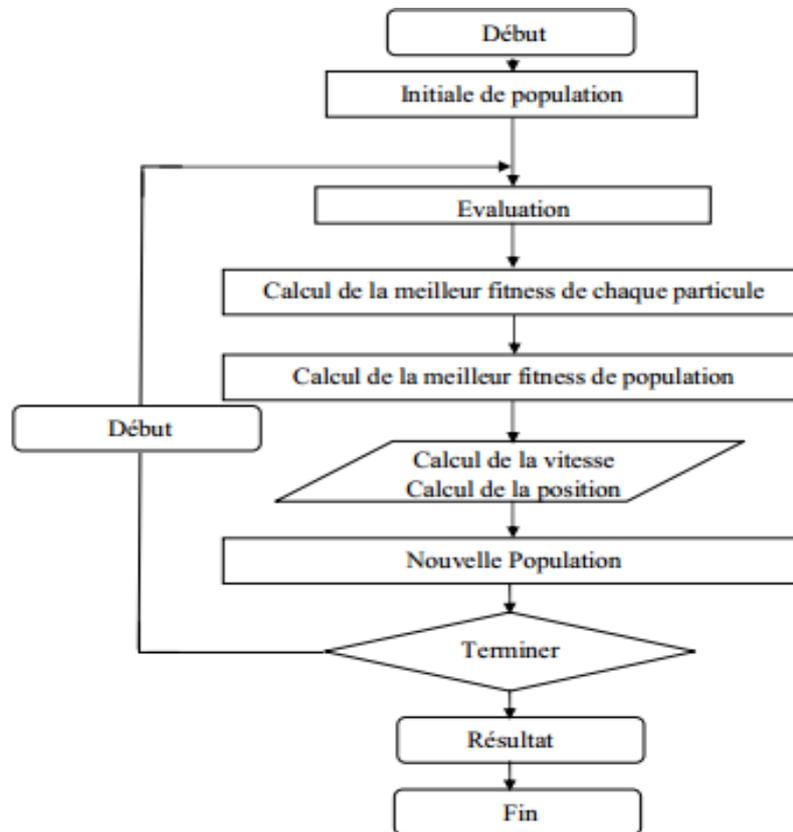


Figure (V-11): Organigramme d'Optimisation par essaim particules PSO

V.4.3 L'optimisation par recherche de nourriture bactérienne E. Coli (BFOA)

La sélection naturelle tend à éliminer les animaux avec de mauvaises stratégies de recherche de nourriture (méthodes de localisation de nourriture) et favorisent la propagation des gènes de ces animaux qui ont des stratégies de recherche nourriture réussies, car ils sont plus susceptibles d'avoir du succès en matière de reproduction (ils obtiennent assez de nourriture pour leur permettre de reproduire). Après de nombreuses générations, les animaux avec de mauvaises stratégies de recherche de nourriture sont éliminés ou transformés en des stratégies bonnes (redessiné). Ces principes évolutifs ont conduit les scientifiques à émettre l'hypothèse qu'il convient de modéliser l'activité de la recherche de nourriture comme un processus d'optimisation :

V.4.3.1 Bactérie *Escherichia coli*

Le terme bactérie est un nom vernaculaire qui désigne certains organismes vivants microscopiques et procaryotes présents dans tous les milieux. Le plus souvent uni cellulaires, l'étude des bactéries est la bactériologie, une branche de la microbiologie.

La bactérie *Escherichia Coli*, abrégée en *E. Coli*, est une bactérie intestinale des mammifères, très commune chez l'être humain. Il est généralement entouré de deux couches protectrices: une paroi cellulaire externe, une membrane cellulaire plasmique interne et une troisième membrane externe appelée capsule qui contient le cytoplasme et le nucléoïde. Les cellules sont entourées par des éléments externes tels que les flagelles relativement rigides et les cils, la fonction des flagelles est d'aider les bactéries à se déplacer et les cils les aident à adhérer à la surface de l'autre objet. La taille de bactérie *E. coli* varie en fonction des conditions de croissance (entre 0,5 à 3 μm), pesant d'environ 0,5 à 5 pico-grammes voir la Figure (V-12).

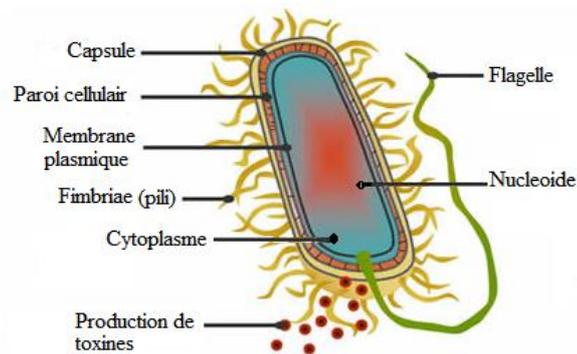


Figure (V-12). *Escherichia coli*.

Les bactéries *E. coli* se reproduisent par le processus de «fission binaire», la seule cellule bactérienne (la mère) fait une copie de son ADN et double sa taille en multipliant son contenu par les organites. Ce contenu multiplié est poussé à une extrémité de la cellule, puis une petite incision apparaît au centre de la cellule mère, ce qui conduit à séparer la cellule en deux cellules. La nouvelle cellule est une réplique de la cellule mère, de sorte que le résultat est deux cellules identiques.

Le déplacement est réalisé grâce à un ensemble de flagelles relativement rigides qui permettent à la bactérie de nager où chacune d'elles tournant dans la même direction à environ 100-200 tours par seconde. Quand tous les flagelles tournent au sens anti-horloger, Ils forment une force de pression qui poussée la

cellule d'une manière hélicoïdale le long d'une trajectoire, qui est appelé *parcours*. Lorsque les flagelles tournent vers la droite (sens horloger), ils tirent la bactérie dans des directions différentes et culbutent la bactérie. Les biologistes décrivent le mécanisme qui crée les forces de rotation pour faire tourner le flagelle dans les deux sens comme un moteur biologique.

Une bactérie *E. coli* peut se déplacer de deux manières différentes; elle peut *parcourir* (nager pendant un certain temps) ou elle peut *culbute*, et elle alterne entre ces deux modes de fonctionnement pendant toute sa durée de vie (c'est-à-dire qu'il est rare que les flagelles s'arrêtent de tourner). Tout d'abord, nous expliquons chacun de ces deux modes de fonctionnement. Après cela, nous allons expliquer comment il décide combien de temps pour nager avant qu'il culbute.

Si les flagelles tournent dans le sens des aiguilles d'un horloger, chaque flagelle tire sur la cellule, et l'effet net est que chaque flagelle fonctionne de façon relativement indépendante des autres, de sorte que la bactérie "*culbute*" sur elle-même (c'est à dire, la bactérie n'a pas de sens de déplacement et il y a peu de déplacement), voir Figure (III-13-(a)). Pour culbuter après une *parcours*, la cellule ralentit ou s'arrête en premier; Etant donné que les bactéries sont si petites qu'elles ne subissent pratiquement aucune inertie, seule la viscosité, de sorte que lorsqu'une bactérie s'arrête de nager, il s'arrête à l'intérieur du diamètre d'un proton. L'intervalle de temps pendant lequel une culbute se produit est appelé "*intervalle de culbute*". Dans certaines conditions expérimentales (milieu isotrope, homogène, sans gradient de substances nutritives ou nocives), pour une cellule de type sauvage (trouvée dans la nature), l'intervalle de culbutage moyen est d'environ $0,14 \pm 0,19$ s (moyenne \pm standard déviation) [BER_00] [BER_72]. Après une culbute, la cellule sera généralement orienter vers une direction aléatoire, mais il y a une légère tendance à être placée dans la direction dans laquelle elle voyageait avant la culbute.

Si les flagelles se tournent dans le sens inverse des aiguilles d'un horloger, leurs effets s'accumulent en formant un faisceau (on pense que le faisceau est formé en raison de la traînée visqueuse du milieu), et donc ils font essentiellement une hélice composite et poussent la bactérie de telle sorte qu'elle nage dans une direction voir la Figure (III-13-(a)). Les bactéries nagent à une vitesse d'environ 10-20 $\mu\text{m/s}$,

soit environ dix de leurs longueurs de corps par seconde (en supposant que la vitesse est plus rapide et une *E. coli* de $2\mu\text{m}$ de long, une longueur typique), mais dans un milieu riche, ils peuvent nager encore plus vite [69]. C'est un taux relativement rapide pour un organisme vivant à voyager; considérez à quelle vitesse vous pourriez vous déplacer dans l'eau si vous pouviez nager à dix longueurs de votre corps par seconde. L'intervalle de temps au cours de laquelle un parcours se produit est appelé "intervalle de parcours". Dans certaines conditions expérimentales (un milieu isotrope homogène), pour une cellule de type sauvage, l'intervalle de temps de parcours moyen est d'environ $0,86 \pm 1,18\text{s}$ [BER_00] [BER_72]. En outre, dans ces conditions, la vitesse moyenne est de $14,2 \pm 3,4 \mu\text{m} / \text{s}$. Les mouvements ne sont pas parfaitement droits puisque la cellule est soumise à un mouvement brownien qui l'oblige à se dévier d'environ 30 degrés dans 1s. Dans un certain milieu, après d'environ 10 s se dévier plus de 90° [PAS_02].

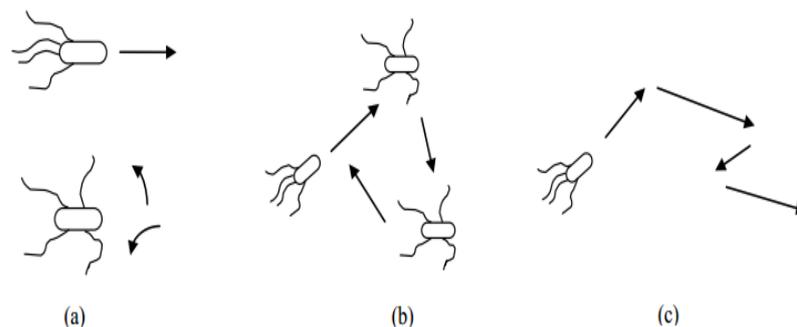


Figure (V-13). Différentes techniques de déplacement de la bactérie *E. coli*

V.4.3.2 Stratégies de recherche

La théorie de la recherche de nourriture repose sur l'hypothèse que les animaux cherchent et obtiennent des nutriments de manière à maximiser leur consommation d'énergie E par unité de temps T dépensé. Par conséquent, ils essaient de maximiser une fonction comme E/T . La maximisation d'une telle fonction fournit des sources nutritives pour survivre et un temps supplémentaire pour d'autres activités importantes.

L'environnement établit les nutriments disponibles, et il impose des contraintes à l'obtention de ces nutriments (de petites portions de nourriture peuvent être séparées par de grandes distances, la météo, ...etc.). Si les nutriments distribués dans différents patches, la recherche de nourriture par les animaux consiste à trouver

de tels patchs, ainsi décider d'entrer dans un patch rencontré et de continuer à chercher de nourriture dans le patch actuel ou d'aller trouver un autre patch qui, espérons-le, a une meilleure qualité et une quantité de nutriments que le patch actuel. Les patchs sont généralement rencontrés séquentiellement, et parfois un grand effort et un risque sont nécessaires pour passer d'un patch à l'autre. Généralement, si un animal rencontre un patch pauvre en nutriments, mais en fonction de l'expérience passée, il s'attend à ce qu'il y ait un meilleur patch ailleurs, il examinera les risques et les efforts pour trouver un autre patch, et s'il le trouve acceptable, il cherchera un autre patch. En outre, si un animal a été dans un patch pendant un certain temps, il peut commencer à épuiser ses ressources, il devrait donc y avoir un moment optimal pour laisser le patch et s'aventurer à essayer de trouver un plus riche. Il ne veut pas perdre de ressources facilement disponibles, mais il ne veut pas non plus perdre du temps face à la diminution des rendements énergétiques.

La théorie de la recherche de nourriture appelée parfois une politique de la recherche optimale de nourriture, ces principes ont conduit les scientifiques à émettre l'hypothèse qu'il convient de modéliser et formuler l'activité de la recherche de nourriture comme un processus d'algorithme d'optimisation BFOA.

V.4.3.3 Modèle d'optimisation

L'optimisation par la recherche de nourriture bactérienne (BFOA) est une nouvelle technique de calcul évolutif qui a été proposée par Passino [ARI_19]. Elle est inspirée à partir du comportement bactérien. Les bactéries ont tendance à se rassembler dans les zones riches en éléments nutritifs par une activité appelée chimiotactisme.

Le système de recherche de nourriture bactérienne se compose principalement de quatre mécanismes séquentiels à savoir chimiotactisme, l'essaimage, la reproduction et l'élimination-dispersion. Un bref aperçu de chacun de ces processus est donné dans cette section [MOU_14].

– ***Chemotaxis:***

Ce processus simule le mouvement d'une cellule. Biologiquement une bactérie E. Coli peut se déplacer de deux façons différentes, elle peut nager pendant une période de temps ou elle peut culbuter, et s'alterne entre ces deux modes de

fonctionnement durant tout ca vie [TAB_11] [MOU_14]. Une bactérie est dite «nager» si elle se déplace dans la même direction prédéfinie, et «culbuter» si elle se déplace dans une direction aléatoire différente. Mathématiquement, le mouvement de la $i^{\text{ème}}$ bactérie peut être représenté par une unité de longueur de direction aléatoire multiplié par la longueur d'étape de cette bactérie [ABD_12]. Ces mouvements sont présentés comme suit [BET_18]:

$$\theta^i(j+1, k, l) = \theta^i(j, k, l) + C(i) \cdot \varphi(j) \quad (V-13)$$

Où $\theta^i(j, k, l)$ dénote l'emplacement du $i^{\text{ème}}$ bactérie au $j^{\text{ème}}$ chimiotactique, $k^{\text{ème}}$ reproduction et $l^{\text{ème}}$ étape d'élimination et de dispersion. $C(i)$ est la longueur de l'unité de marche, qui est une constante dans l'algorithme de base du BFO et $\varphi(j)$ est l'angle de direction de la $i^{\text{ème}}$ étape. Si le coût à $\theta^i(j+1, k, l)$ est meilleur que le coût à $\theta^i(j, k, l)$, la bactérie prend une nouvelle étape de taille $C(i)$ dans cette direction sinon elle est autorisée à culbuter. Ce processus se poursuit jusqu'à ce que le nombre d'étapes prises soit supérieur au nombre de boucles chimiotactique N_c [MOU_14].

– *Essaimage*

Les bactéries en période de stress libèrent des attractifs pour signaler aux autres bactéries pour essaimer ensemble. Chaque bactérie libère également un répulsif pour signaler aux autres à se trouver à une distance minimale de celle-ci. Ainsi, tous auront une cellule à l'attraction de la cellule par l'intermédiaire d'attractif et une cellule à la répulsion via répulsif. La cellule de signalisation cellulaire dans *E. coli* essaim peut être mathématiquement représentée comme :

$$j_{cc}(\theta, P(j, k, l)) = \sum_{i=1}^N j_{cc}^i(\theta, \theta^i(j, k, l)) \quad (V-14)$$

$$j_{cc}(\theta, P(j, k, l)) = \sum_{i=1}^N \left[-d_a \exp\left(-w_a \sum_{m=1}^P (\theta_m - \theta_m^i)^2\right) \right] + \sum_{i=1}^N \left[-h_r \exp\left(-w_r \sum_{m=1}^P (\theta_m - \theta_m^i)^2\right) \right] \quad (V-15)$$

Où $j_{cc}(\theta, P(j, k, l))$ représente la valeur de la fonction objective à ajouter à la fonction objective réelle, N est le nombre total de bactéries, P est le nombre de variables à optimiser $\theta = [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_P]^T$ est un point dans le domaine de recherche

de dimension P . d_a, w_a, h_r et w_r sont des coefficients qui doivent être choisis correctement [MOU_14].

– ***Reproduction:***

Après que toutes les étapes de chimiotactiques N_c ont été achevées, une étape de reproduction a eu lieu. Les valeurs d'adaptation des bactéries sont triées dans l'ordre croissant. La moitié inférieure des bactéries ayant une valeur de fitness supérieur meurent et le reste ($Nr = \frac{N}{2}$) des bactéries peuvent se diviser en deux bactéries identiques. Ainsi, la taille de la population après la reproduction est maintenue constante [MOU_14]

– ***Elimination et dispersion:***

Comme les bactéries peuvent se coincer autour des positions optimales initiales ou locales, il est nécessaire de diversifier les bactéries graduellement ou brusquement de sorte que la possibilité d'être piégées dans un minimum local est éliminé. L'opération de dispersion a lieu après un certain nombre de processus de reproduction. Une bactérie est choisie, selon une probabilité prédéterminée P , à être disperser et déplacé à une autre position à l'intérieur de l'environnement. Ces événements peuvent aider à empêcher les minima locaux d'être piégés efficacement, mais perturbent de façon inattendue le processus d'optimisation [MOU_14]. Le détail de ce concept est présenté dans [MIS_04], [AMI_14].

V.4.3.4 Organigramme de l'algorithme BFOA

L'organigramme suivant représente les détails étape par étape de la simulation de BFOA utilisée dans notre étude.

P : Dimension de l'espace de recherche,

N : Nombre de bactéries dans la population,

N_c : Etapes chimiotactiques,

N_{re} : Nombre d'étapes de reproduction,

N_{ed} : Nombre d'événements élimination-dispersion,

P_{ed} : Elimination-dispersion avec une probabilité

$C(i)$: Taille de l'étape prise dans la direction aléatoire spécifiée par la Culbute.

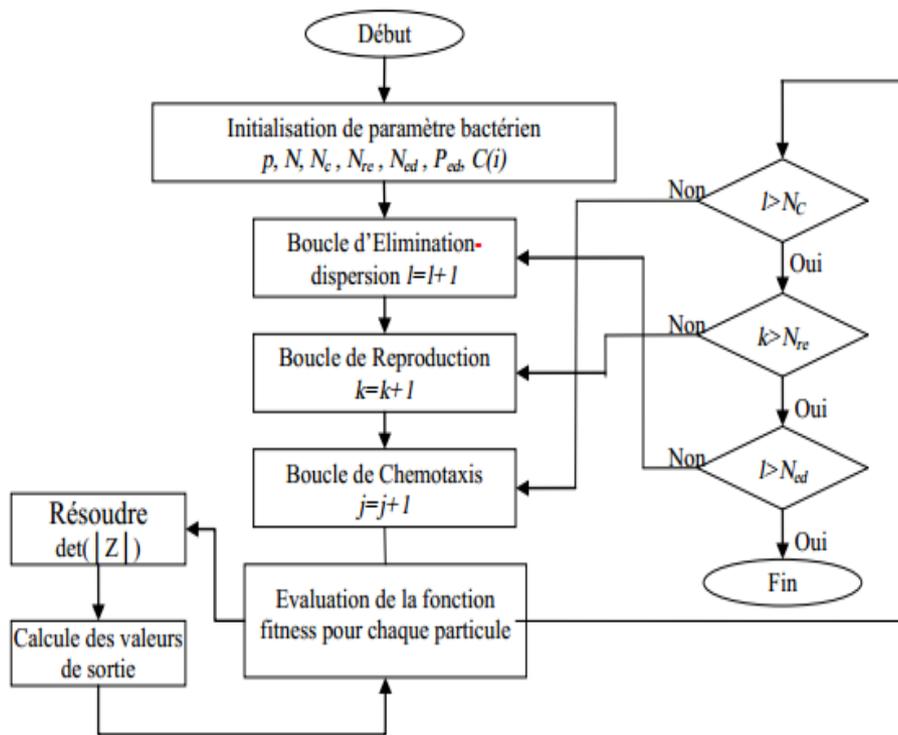


Figure (V-14). Organigramme de l'algorithme BFOA

V.5 Conclusion

Nous avons présentés, dans ce chapitre, des connaissances de base sur le problème d'optimisation. Par la suite, nous nous sommes intéressés aux méthodes d'optimisations métaheuristiques, leurs principes de base et formulations mathématiques ainsi que l'état de l'art de leurs algorithmes appliqué aux problèmes multi-objectifs. Le dernier chapitre représente la partie de simulation de notre travail, il explique clairement le processus algorithmique de ces méthodes et leur application dans l'optimisation mono et multi-objectifs

CHAPITRE VI:

LES EMBLEMENTS OPTIMAUX DES FACTS

VI.1 Introduction

Comme le transfert de puissance croît au réseau électrique ou avec le changement de la topologie, le réseau électrique peut devenir de plus en plus difficile à exploiter et le système devient aussi non-sécurisé.

Dans ce contexte, nous présentons dans ce chapitre le problème de l'emplacement optimal de dispositifs FACTS au champ du réseau électrique par la minimisation des critères de la déviation de tension, les pertes actives totales de transmission et le critère économique d'investissement aux dispositifs FACTS sous contraintes spécifiés, dans le but à contribuer aux problèmes rencontrés dans l'exploitation et le fonctionnement des réseaux électriques.

L'intégration des FACTS au réseau électrique permet de pousser loin les capacités de ce dernier, en lui permettant d'améliorer les performances au terme de stabilité, qualité et fiabilité. Cependant, avec un contrôle mal conçu ou un mauvais choix des paramètres de contrôleurs FACTS, on risque de ne pas bénéficier de leurs avantages. Le choix d'emplacement des dispositifs FACTS est la plus importante opération lors du dimensionnement des FACTS aux grands réseaux électriques.

Ce chapitre s'articule principalement autour des formulations du problème des emplacements et des valeurs optimaux des FACTS (nombre de dispositifs nécessaires, types de dispositifs, leurs valeurs,...etc.) pour une exploitation plus sûre et un bon fonctionnement des réseaux électriques.

VI.2 Présentation du problème

Les problèmes liés au fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique ont pris une importance considérable. Face à une consommation d'électricité qui ne cesse pas d'augmenter et à des conditions

d'environnement très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Cette complexité de structure peut entraîner dans certains jeux de barres la diminution de la tension au dessous des limites admissible. Les problèmes liés à l'instabilité de tension constituent alors, dans plusieurs pays, un axe de recherche très important

Ce type d'instabilité a de très nombreuses conséquences:

1. Une baisse progressive de la tension dans une ou plusieurs régions consommatrices, et qui va en s'accéléralant au bout de quelques minutes.
2. La dégradation de la tension au niveau des charges est alors telle qu'elle entraîne des interruptions de service.
3. Augmentation des pertes réactive du réseau.
4. La dégradation du plan de la tension qui peut aller jusqu'à des déclenchements, en cascade, de groupes et de lignes et un effondrement général du réseau.

Pour éviter la dégradation de la situation un réglage le plus rapidement est Le contrôle par le système de FACTS s'impose.

Donc, l'objectif est d'améliorer le profil de tension du système, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité de tension, tendre vers les limites thermiques des lignes, le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite afin d'assurer la qualité du service, garantir sa sécurité et sa stabilité.

L'utilisation des systèmes FACTS doit être faite de manière rationnelle c'est-à-dire de sorte à ce que la performance du réseau électrique soit améliorée sans pour autant consentir de grands investissements qui augmenteraient la prise de cette énergie.

Les exploitants et les planificateurs des réseaux électriques, cherchent simultanée à la satisfaction de ces objectifs et l'utilisation optimiser. Dans cette situation, le problème est donc de déterminer:

1. Quels types des FACTS utilisés dans la conduite d'un réseau électrique?
2. Où faut-il les placer dans le système?
3. Combien de dispositifs sont-ils nécessaires?
4. Quelles doivent être leurs caractéristiques (types de dispositifs, leurs valeurs,...etc.)?

VI.3 Résolution du problème

Les fonctions primordiales des FACTS dans les réseaux électriques sont d'améliorer le profil de la tension du système, d'augmenter la stabilité du système et le contrôle des échanges de puissance, cela n'est pas assuré que s'ils sont installés les FACTS d'une manière optimale. Ces dispositifs peuvent être utilisés pour atteindre un fonctionnement autour du point d'écoulement de puissance sans violation des contraintes et donc assurer un fonctionnement stable et économique.

Donc, le choix du type de FACTS à utiliser, son emplacement et sa valeur peut se faire tout en respectant l'objectif de stabilité de tension ainsi que l'aspect du coût d'investissement, ce dernier critère de choix est dit critère économique.

Le problème du placement optimal de dispositifs FACTS est donc un problème d'une nature combinatoire dont la taille dépend de deux types de paramètres suivants:

1. Les grandeurs liées à la topologie du réseau et plus particulièrement le nombre de jeux de barres " n_j " et de branches " n_b ".
2. Les grandeurs concernant les dispositifs eux-mêmes, à savoir le nombre de dispositifs installés et l'ensemble des caractéristiques différentes pouvant leur être attribuées.

Le problème du placement optimal consiste à déterminer où doivent être disposés les FACTS dans le réseau parmi les " n_j+n_b " emplacements possibles, de quels types doivent être les dispositifs, le nombre de dispositifs FACTS insérés dans le réseau et les valeurs de consigne des FACTS, liées à la taille ou à la puissance des installations.

De manière générale, l'optimisation combinatoire est caractérisé par un ensemble fini S représentant les solutions admissibles et une fonction objectif f qui attribue à chaque solution $s \in S$ une valeur $f : S \rightarrow E$ (E : ensemble de solutions).

Le problème consiste à déterminer la solution s^* minimisant (ou maximisant) la fonction f . Pour un problème de minimisation, il s'agit de trouver $s^* \in S$ tel que : $f(s^*) \leq f(s)$ pour chaque élément de $s \in S$.

Dans le cas d'un problème de maximisation, l'expression $f(s^*) \leq f(s)$ est remplacée par $f(s^*) \geq f(s)$.

Les emplacements optimaux des FACTS sont déterminés à l'aide des méthodes d'optimisation. Il existe une large gamme de méthodes d'optimisation et une multitude de variantes pour les mêmes algorithmes. Ces méthodes sont utilisées en respectant des contraintes de type égalité et inégalité, notre étude concentre sur les méthodes métaheuristiques pour trouver ces emplacements optimaux. La méthodologie adoptée consiste à chercher la configuration optimale à partir d'une ou de plusieurs solutions initiales et à essayer de les améliorer au cours des itérations successives. L'évaluation de la qualité d'une solution se fait au moyen d'un calcul de répartition des puissances conformément à la modélisation des FACTS.

On peut représenter le problème d'emplacements optimaux des dispositifs FACTS par la Figure (VI-1).

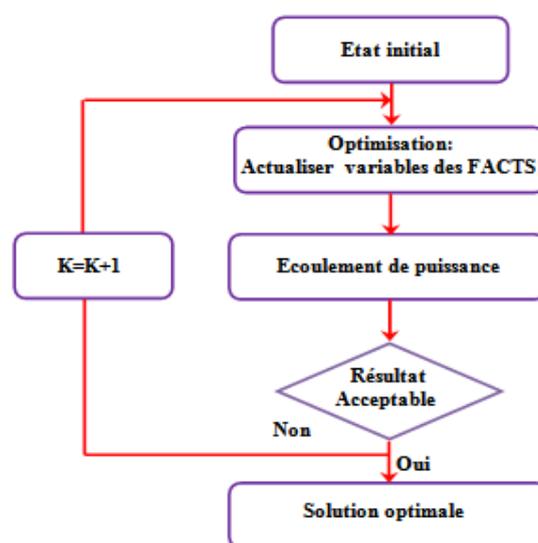


Figure (VI-1). Procédure d'emplacement optimale de dispositif FACTS

VI.4 Fonction objectif d'emplacement optimal des FACTS

Plusieurs recherches ont abordé l'emplacement optimal des FACTS tout en se basant sur différents critères. Au présent travail, les critères qui doivent minimiser sont:

1. Le critère de la déviation de tension aux JDB.
2. Le critère des pertes de transmission au réseau.
3. Le critère économique d'investissement au FACTS.

Par conséquent, les trois critères devraient être représentés dans la fonction objective sous la formulation mathématique qui doit être optimisée.

VI.4.1 Le critère de la déviation de tension

Afin d'obtenir une somme uniforme du profil de tension la déviation de tension doit être minimisée. Dans ce travail, l'indice de stabilité de tension est utilisé comme critère pour minimiser la déviation de tension. L'indice de stabilité de tension ΔV d'un réseau est défini comme la déviation de tension nette de chaque bus dans le réseau fonctionne à partir de l'unité. Dans un système n-bus, l'indice de stabilité de tension est mathématiquement exprimé comme suit:

$$\Delta V = \sum_{i=1}^{n_j} |1 - V_i| \quad (VI-1)$$

Où $i = 1, 2, \dots, n_j$

V_i : est l'amplitude de tension de jeux de barre i

n_j : nombre de jeux des barres.

Cette méthode est très simple et très rapide pour détecter la distance du point de fonctionnement au point d'instabilité de tension. Par cette méthode, les nœuds ou les zones qui sont vulnérables à l'écroulement de tension sont identifiés. Cette méthode peut être appliquée en temps réel pour les grands réseaux (c'est à dire qu'il s'agit d'un indicateur court terme). Lorsque le calcul de répartition de charge diverge le calcul de l'indicateur ΔV est impossible.

La Figure (VI-2) représente le critère de déviation de tension pour le réseau 30 jeux des barres. Cette figure montre que la variation de ce critère dans le cas 2 est plus importante que le cas 1.

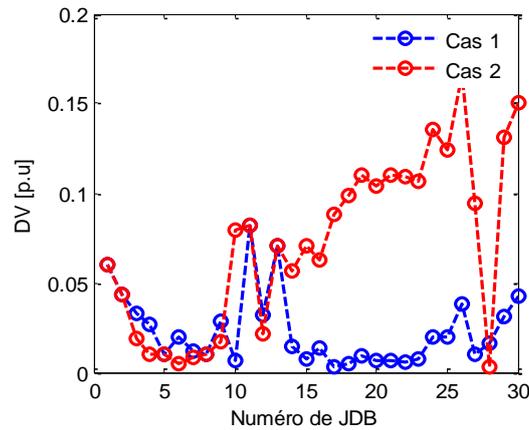


Figure (VI-2). Critère de la déviation de tension appliqué au réseau 30 jeux de barres

VI.4.2 Le critère de la perte de transmission

Les pertes de puissances actives et réactives sont utilisées comme un indicateur pour prévenir le risque d'instabilité de tension. Quand le réseau se trouve dans un point de fonctionnement très proche de point critique, les pertes deviennent très importantes. L'expression mathématique pour calculer les pertes dans un réseau est donné par:

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

Où

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

nb : est le nombre total branches.

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

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

La Figure (VI-3) représente les pertes de puissance active pour le réseau 30 jeux des barres. Cette figure montre que la variation de perte de puissance active de transmission au cas2 (augmentation trois fois de la puissance réactive au niveau de jeux de barres de charges) est devenue plus importante que le cas 1 sans augmentation.

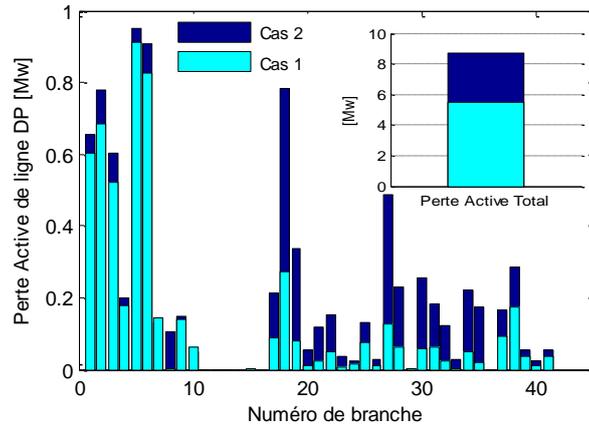


Figure (VI-3). Critère de la perte active appliqué au réseau 30 jeux de barres

VI.4.3 Le critère économique d'investissement au FACTS

Le coût considéré est le coût d'investissement des FACTS. D'après le constructeur Siemens, les coûts des SVC et TCSC sont développés [KAR_08].

Le coût d'investissement de dispositif SVC et TCSC, mathématiquement formulé et donné par les équations suivantes [JUM_11].

$$IC_{SVC} = C_{SVC} \cdot S \cdot 1000 \tag{VI-3}$$

$$IC_{TCSC} = C_{TCSC} \cdot S \cdot 1000 \tag{VI-4}$$

Où

C_{SVC} et C_{TCSC} sont les coûts des dispositifs SVC et TCSC respectivement [US\$/Mvar].

Le coût d'investissement de dispositif SVC et TCSC peut être calculée en utilisant les fonctions de coûts données

$$C_{SVC} = 0.0003 \cdot S^2 - 0.3051 \cdot S + 127.38 \tag{VI-5}$$

$$C_{TCSC} = 0.0015 \cdot S_{FACTS}^2 - 0.7130 \cdot S_{FACTS} + 153.75 \tag{VI-6}$$

$$S = |Q_2 - Q_1| \tag{VI-7}$$

Où S est la plage de fonctionnement de SVC d [MVar]

Q_1 la puissance réactive avant l'installation de SVC.

Q_2 la puissance réactive après l'installation de SVC.

Les fonctions du coût d'investissement pour le SVC et TCSC sont présentées dans la Figure (VI-4).

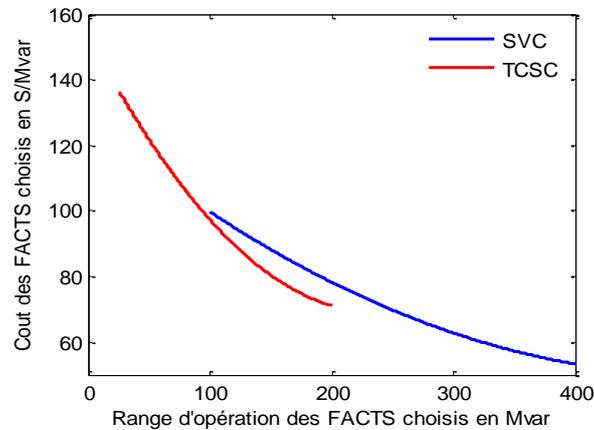


Figure (VI-4). Critère économique de dispositifs FACTS

VI.5 Problème d'emplacement optimal de FACTS

Le problème d'emplacement optimal de FACTS, est considéré comme un problème d'optimisation non-linéaire avec contraintes d'égalités et contraintes d'inégalités. On peut traiter ce problème avec une seule fonction objectif (mono-objectif) ou avec plusieurs fonctions d'objectifs (multi objectifs).

VI.5.1 Problème Mono-objectif

La formulation mathématique du problème d'optimisation mono-objectif avec considération des contraintes est présentée comme suit :

$$\text{Avec: } \begin{cases} \min f_1(X, U) \\ g_i(X, U) = 0 & i = 1, \dots, m \\ h_j(X, U) \leq 0 & j = 1, \dots, p \end{cases} \quad (\text{VI-8})$$

Avec :

X Représente le vecteur d'état et U est le vecteur de contrôle.

$f_1(X, U)$ Fonction objective, $g_i(X, U)$ contraintes d'égalités et $h_j(X, U)$ contraintes d'inégalités.

VI.5.2 Problème Multi-objectifs

Le problème d'optimisation à plusieurs fonctions d'objectifs est formulé mathématiquement comme suit :

$$\text{Avec: } \begin{cases} \min(f_1(X, U), f_2(X, U), \dots, f_K(X, U)) \\ g_i(X, U) = 0 & i = 1, \dots, m \\ h_j(X, U) \leq 0 & j = 1, \dots, p \end{cases} \quad (\text{VI-9})$$

$f_1(X, U), f_2(X, U), \dots, f_K(X, U)$ sont des fonctions objectifs

VI.5.3 Variables d'état:

Sont les modules et les arguments de tension des jeux de barres de charge et les angles de toutes les tensions sauf le jeu de barres de référence. Ces variables ne sont pas directement contrôlés dans le processus d'optimisation.

VI.5.4 Variables de contrôle:

Sont, en général, les modules des tensions, les puissances actives générées par les générateurs thermiques ou par d'autres sources, les rapports de prise de réglage des transformations et les puissances réactives générées par les différents compensateurs d'énergie réactive comme les FACTS.

VI.5.5 Contraintes d'égalités

Les contraintes d'égalités sont présentées par les équations non-linéaires de l'écoulement de puissance et qui représentent l'équilibre des puissances actives et réactives aux niveaux des jeux de barres.

$$\begin{cases} \Delta P_i = 0 = \sum_{j=1}^n (|Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})) - P_{gi} + P_{di} \\ \Delta Q_i = 0 = \sum_{j=1}^n (|Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})) - Q_{gi} + Q_{di} \end{cases} \quad (\text{VI-10})$$

Avec : $i = 1, 2, \dots, n$

VI.5.6 Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalités habituelles peuvent inclure les limites sur les dispositifs physiques dans le système électrique ou bien les contraintes d'inégalités représentent les limites de toutes les variables, ou les contraintes de sécurité qui influent sur le système électrique, tels que les transits des puissances dans les lignes

de transport. La plupart des limites sont les limites physiques sur l'équipement qui ne doivent pas être violées [HAD_17].

Les limites des puissances réactives des génératrices.

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad (VI-11)$$

Pour les deux types de transformateurs à prises de charge ou à angles de phase les formes des contraintes d'inégalités sont les suivantes :

$$\begin{cases} T_{gi}^{\min} \leq T_{gi} \leq T_{gi}^{\max} \\ \alpha_{gi}^{\min} \leq \alpha_{gi} \leq \alpha_{gi}^{\max} \end{cases} \quad (VI-12)$$

Les limites de la puissance réactive du système FACTS

$$Q_{FACTS}^{\min} \leq Q_{FACTS} \leq Q_{FACTS}^{\max} \quad (VI-13)$$

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

$$|S_{ik}| \leq |S_{ik}^{\max}| \quad (VI-14)$$

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

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (VI-15)$$

Dans toutes les discussions jusqu'ici, on a assumé que toutes les variables sont continues.

VI.6 Concept d'optimisation au sens de Pareto

Afin de comparer les solutions dans un problème d'optimisation multi-objectif, le concept de dominance du Pareto est utilisé. Il est initialement proposé par *Francis Ysidro*, puis généralisé par l'économiste Italien *Vilfredo Pareto* [COL_02]. Une solution appartient à l'ensemble de Pareto, si et seulement si, il n'existe pas une autre solution qui améliore au moins une fonction et ne dégrade pas les autres fonctions objectives [RAB_07].

On dit que le vecteur de décision $u = [u_1, u_2, \dots, u_k]^T$ domine le vecteur $v = [v_1, v_2, \dots, v_k]^T$ (dénoté : $u \leq v$), Si et seulement si :

$$\forall i \in \{1, 2, \dots, k\}, f_i(u) \leq f_i(v) \exists i \in \{1, 2, \dots, k\}: f_i(u) < f_i(v) \quad (VI-16)$$

Au processus d'optimisation multi-objectifs, le concept de dominance du Pareto est utilisé afin de comparer et ranger le vecteur de variables des décisions : \bar{u} domine \bar{v} au sens du Pareto, signifie que $f(u)$ est mieux que $f(v)$ pour tous les objectifs, et il y a au moins une fonction objective pour laquelle $f(u)$ est strictement meilleure que $f(v)$.

Une solution est considérée comme optimale dans le sens du Pareto, si et seulement si, il n'existe pas une autre solution qui la domine. Le vecteur objectif $f(a)$ s'appelle vecteur de Pareto dominant ou le vecteur non dominé. L'ensemble de toutes les solutions optimales de Pareto s'appelle l'ensemble optimal de Pareto. Les vecteurs objectifs correspondants seraient sur le Front du Pareto. Il est impossible généralement de proposer une expression analytique qui définit le Front de Pareto [RAB_07].

La Figure (VI-5), représente le Front du Pareto pour un problème de minimisation et maximisation de deux fonctions objectives.

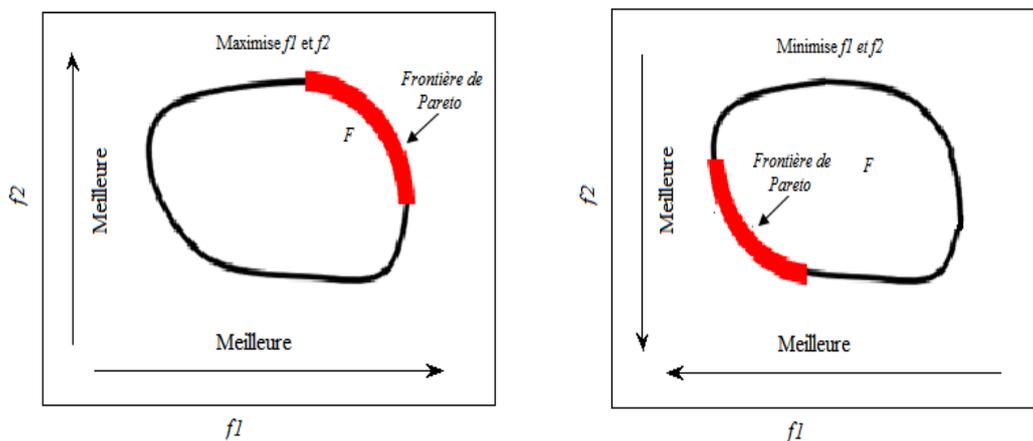


Figure (VI-5). Frontière de Pareto d'un problème d'optimisation bi-objectif.

VI.6.1 Ensemble de Pareto optimal P^*

Pour un problème d'optimisation d'une fonction multi-objective $f(x) = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_k(x)]^T$. L'ensemble du Pareto optimal P^* est défini par l'équation (VI-17) :

$$P^* = \{x \in \Omega \quad \exists x' \in \Omega: f(x') \leq f(x)\} \quad (VI-17)$$

VI.6.2 Frontière du Pareto PF^*

Pour un problème d'optimisation multi-objectif de l'ensemble des fonctions $f(x)$ avec P^* l'ensemble du Pareto optimal, la frontière du Pareto PF^* est définie comme suit [RAB_07] :

$$PF^* = \{u = F = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_k(x)) \mid x \in P^*\} \quad (VI-18)$$

VI.7 Conclusion

Un dispositif FACTS mal conçu ou un mauvais choix de leurs paramètres, on risque de ne pas bénéficier de leurs avantages. Pour cette raison, ce chapitre est consacré à la recherche du choix d'emplacement optimal du dispositif FACTS. Donc nous avons présenté un ensemble des critères peut être optimisé pour l'emplacement optimal de dispositif FACTS. Par la suite, nous avons défini deux types d'optimisation au problème d'emplacement optimal du dispositif FACTS selon le type de la fonction objective. Enfin nous avons traité le concept d'optimisation au sens de Pareto qui est utilisé à l'optimisation multi-objectifs.

CHAPITRE VII:

APPLICATIONS ET RESULTATS DE SIMULATION

VII.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'analyse de la stabilité de tension d'un réseau électrique. Le but de ce chapitre est procédé à l'optimisation individuellement et simultanément les critères de la déviation de la tension, les pertes actives ainsi que le critère économique du coût d'investissement aux systèmes FACTS, et ce par le choix optimal de la taille, du nombre ainsi les sites d'emplacement des FACTS.

Donc le problème de la stabilité de la tension, est formulé dans notre cas, comme un problème d'optimisation mono et multi-objectif. Plusieurs méthodes on été appliquées, les méthodes approchées semblent être les plus appropriées. Cela est dû à la simplicité de leurs mécanismes, la facilité de leur mise en application et leur efficacité même pour les problèmes complexes. Parmi ces dernières, les métaheuristiques sont des méthodes d'optimisation générales qui utilisent des règles intelligentes pour parcourir l'espace des solutions, elles produisent des solutions de bonne qualité. Pour cette raison, nous allons appliquer ces techniques à l'optimisation à savoir:

1. L'algorithme de Mante Carlo MC.
2. L'algorithme de recherche de la nourriture par bactérie BFO.
3. L'algorithme génétique (codage binaire) AG.
4. L'algorithme d'optimisation par Essaim Particules PSO.

Dans un premier temps, nous présentons les résultats de l'optimisation et l'analyse statique de la stabilité de la tension avec le dispositif SVC dans le cas d'augmentation des charges, ensuite, à laide d'un dispositif TCSC on détermine l'emplacement optimal. Enfin, nous présenterons les résultats de l'optimisation de la déviation de la tension et les pertes de transmission après la coordination de dispositif SVC avec TCSC.

Les résultats obtenus avec les quatre techniques proposées sont suffisants, et ensuite sont comparés entre elles en termes d'optimalité et la robustesse pour résoudre le problème d'optimisation. Les tests seront effectués sur des réseaux électriques de moyennes et grandes échelles (IEEE 30-Bus et IEEE 57 bus). Ces algorithmes ont été développés dans l'environnement MATLAB, et exécutés par un microprocesseur Intel Pentium® DUAL-CORE, 2.50 GHz et une RAM de 2 GO.

VII.2 Réseau d'application IEEE 30-bus

Le réseau d'application IEEE 30-bus dans cette partie est un réseau standard qui représente une portion du système de puissance électrique Américain. Ce réseau est constitué de 30 jeux de barres, il comprend 20 de charges PQ alimentant à partir cinq nœuds de générateurs PV aux jeux de barres $N^{\circ}=2, 5, 8, 11$ et 13 et un nœud bilan au jeu de barre $N^{\circ}=1$ à travers 41 lignes de transport. Le nœud bilan constitue le nœud de référence (tension fixée et phase de référence fixée à 0°) et il assure l'équilibre production consommation du réseau en fournissant l'écart de puissance active et réactive calculé à partir des puissances des générateurs et des charge.

Les limites inférieures et supérieures sur les modules de la tension de tous les jeux de barres de charge (PQ-bus) sont respectivement 0.90 (pu) et 1.1 (pu). La puissance active et réactive demandées totale sont respectivement 283.4 MW et 126 MVAR. Les détails de données de ce système test sont reportés en annexe A.

VII.2.1 Augmentation progressive de la charge

La charge de réseau test IEEE 30-bus est augmentée progressivement jusqu'à l'instabilité de la tension. En pratique, lorsqu'une ligne est très surchargée et qu'elle atteint sa limite thermique maximale, elle s'ouvre sous l'action de ses protections. Nous ne tiendrons pas compte des limites thermiques des lignes pour toutes les simulations de ce chapitre. Nous considérerons donc que la puissance maximum transmissible par chaque ligne du réseau n'est limitée que par les paramètres de la ligne considérée. L'augmentation de la charge est introduite au niveau de puissance réactive demandée, Cela s'explique par le fort couplage qui existe entre les amplitudes des tensions et les puissances réactives du réseau électrique.

$$[\Delta Q] \approx [J_4][\Delta V] \quad (VII-1)$$

- **Cas 1:** La charge nominale du réseau test IEEE-30-Bus.
- **Cas 2:** Augmentation de la puissance réactive de l'ordre de 3 fois sur la totalité de JDB de charge du réseau test IEEE-30-Bus.

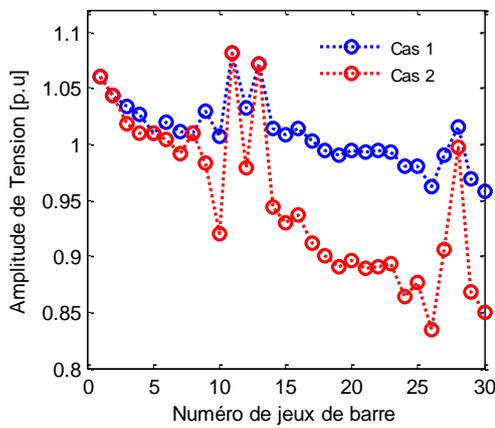


Figure (VII-1). Amplitude de tensions des jeux de barres (Cas 1 et 2).

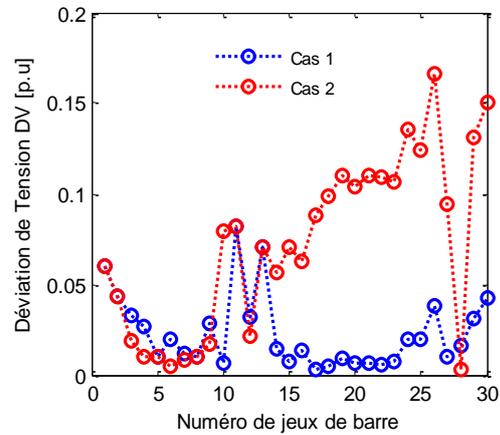


Figure (VII-2). Déviation de tensions DV des jeux de barres (Cas 1 et 2).

D'après les Figures (VII-1) et (VII-2) on constate que les tensions de certains jeux de barres sensibles sont dépassés leurs limites inférieures dans l'état d'augmentation de charge cas 2. Ainsi, D'après la Figure (VII-3) En remarque une augmentation notable des pertes de transmission de l'ordre de 8.6914 Mw.

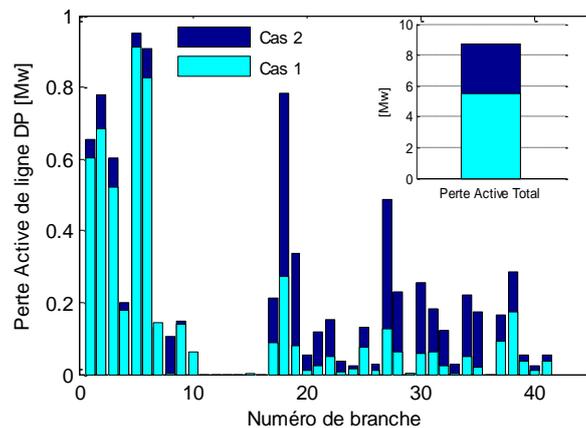


Figure (VII-3). Pertes actives DP de transmission (Cas 1 et 2).

Les tensions achevées par les deux cas sont présentées dans le Tableau (VII-1). Les tensions obtenues dans le cas 1 sont dans leurs limites admissibles, tandis que les tensions obtenues dans le cas 2 ne sont pas toutes dans leurs limites admissibles.

Tableau (VII-1). Amplitude de tensions du réseau électrique IEEE à 30-bus (Cas 1 et 2).

| N° JDB | Tension en PU | | N° JDB | Tension en PU | | N° JDB | Tension en PU | |
|-----------|---------------|-------|-----------|---------------|-------|-----------|---------------|-------|
| | Cas 1 | Cas 2 | | Cas 1 | Cas 2 | | Cas 1 | Cas 2 |
| 1 | 1.060 | 1.060 | 11 | 1.082 | 1.082 | 21 | 0.994 | 0.890 |
| 2 | 1.043 | 1.043 | 12 | 1.032 | 0.979 | 22 | 0.994 | 0.891 |
| 3 | 1.033 | 1.019 | 13 | 1.071 | 1.071 | 23 | 0.992 | 0.893 |
| 4 | 1.026 | 1.010 | 14 | 1.015 | 0.944 | 24 | 0.980 | 0.864 |
| 5 | 1.010 | 1.010 | 15 | 1.008 | 0.929 | 25 | 0.981 | 0.876 |
| 6 | 1.020 | 1.005 | 16 | 1.014 | 0.937 | 26 | 0.962 | 0.834 |
| 7 | 1.012 | 0.992 | 17 | 1.003 | 0.912 | 27 | 0.990 | 0.905 |
| 8 | 1.010 | 1.010 | 18 | 0.995 | 0.901 | 28 | 1.016 | 0.997 |
| 9 | 1.029 | 0.983 | 19 | 0.991 | 0.890 | 29 | 0.969 | 0.869 |
| 10 | 1.007 | 0.921 | 20 | 0.994 | 0.896 | 30 | 0.957 | 0.850 |

Le Tableau (VII-2) montre l'évolution des pertes actives de transmissions après l'augmentation de la puissance réactive demandée par la charge du réseau jusqu'à trois fois **cas 2**. Il est clair que les pertes réactives de transmissions augmentent d'une façon très rapide aux points d'augmentations de la déviation de la tension. Cette situation, provoque un phénomène d'écroulement de tension sur les réseaux électriques.

Les processus d'écroulement de tension sur les réseaux électriques résultent de phénomènes complexes très graves. Ces phénomènes sévères trouvent souvent leur origine dans les cascades inopinées d'événements qui conduisent à une accélération de la dégradation du plan de la tension au niveau des charges qu'elle entraîne des interruptions de service et peut aller jusqu'à des déclenchements en cascade de lignes, de groupes ou unité de production et un effondrement général du réseau électrique.

Ces phénomènes constituent actuellement l'une des préoccupations majeures des planificateurs et des exploitants des réseaux électriques des transports et d'interconnexion.

Tableau (VII-2). Pertes actives de lignes du réseau électrique IEEE 30-bus (Cas 1 et 2).

| Branches | | | Pertes en Mw | | Branches | | | Pertes en Mw | |
|----------|----|----|--------------|-------|----------|----|----|--------------|-------|
| N° | Au | Du | Cas 1 | Cas 2 | N° | Au | Du | Cas 1 | Cas 2 |
| 1 | 1 | 2 | 0.605 | 0.654 | 22 | 15 | 18 | 0.051 | 0.153 |
| 2 | 1 | 3 | 0.686 | 0.778 | 23 | 18 | 19 | 0.008 | 0.035 |
| 3 | 2 | 4 | 0.520 | 0.603 | 24 | 19 | 20 | 0.015 | 0.024 |
| 4 | 3 | 4 | 0.179 | 0.200 | 25 | 10 | 20 | 0.076 | 0.131 |
| 5 | 2 | 5 | 0.910 | 0.950 | 26 | 10 | 17 | 0.009 | 0.029 |
| 6 | 2 | 6 | 0.827 | 0.909 | 27 | 10 | 21 | 0.127 | 0.487 |
| 7 | 4 | 6 | 0.144 | 0.130 | 28 | 10 | 22 | 0.062 | 0.229 |
| 8 | 5 | 7 | 0.001 | 0.107 | 29 | 21 | 22 | 0.000 | 0.003 |
| 9 | 6 | 7 | 0.138 | 0.150 | 30 | 15 | 23 | 0.057 | 0.256 |
| 10 | 6 | 8 | 0.064 | 0.048 | 31 | 22 | 24 | 0.063 | 0.184 |
| 11 | 6 | 9 | 0.000 | 0.000 | 32 | 23 | 24 | 0.022 | 0.122 |
| 12 | 6 | 10 | 0.000 | 0.000 | 33 | 24 | 25 | 0.000 | 0.027 |
| 13 | 9 | 11 | 0.000 | 0.000 | 34 | 25 | 26 | 0.048 | 0.219 |
| 14 | 9 | 10 | 0.000 | 0.000 | 35 | 25 | 27 | 0.020 | 0.175 |
| 15 | 4 | 12 | 0.000 | 0.000 | 36 | 28 | 27 | 0.000 | 0.000 |
| 16 | 12 | 13 | 0.000 | 0.000 | 37 | 27 | 29 | 0.093 | 0.166 |
| 17 | 12 | 14 | 0.088 | 0.212 | 38 | 27 | 30 | 0.174 | 0.288 |
| 18 | 12 | 15 | 0.274 | 0.784 | 39 | 29 | 30 | 0.036 | 0.053 |
| 19 | 12 | 16 | 0.081 | 0.336 | 40 | 8 | 28 | 0.010 | 0.025 |
| 20 | 14 | 15 | 0.011 | 0.055 | 41 | 6 | 28 | 0.037 | 0.052 |
| 21 | 16 | 17 | 0.024 | 0.119 | | | | | |

La meilleure solution pour éviter ces phénomènes indésirables est l'implantation des dispositifs FACTS d'une façon optimale, parce que un mauvais choix d'emplacement et des paramètres de dispositifs FACTS, on risque de ne pas bénéficier de leurs avantages, donc cette opération est plus importante lors du dimensionnement des FACTS dans les grands réseaux électriques.

VII.2.2 Emplacement optimal des FACTS

Dans cette partie, on va appliquer les algorithmes **MC**, **BFO**, **AG** et **PSO** à l'optimisation individuellement et simultanément des fonctions objectives, et ce par le choix optimal de la taille, Le nombre et du site d'emplacement du FACTS. Ensuite on va procéder à des comparaisons entre ces algorithmes, en termes d'optimalité.

VII.2.2.1 Optimisation avec considération de SVC

L'optimisation par les algorithmes métaheuristiques fournit des solutions optimales à l'aide des mécanismes de recherche, mais il reste le choix des paramètres des algorithmes comme problème principal. Plusieurs paramètres rentrent en ligne de compte, tel que la dimension du problème à optimiser, la taille de population, le nombre maximale d'itération et les coefficients utilisés. Le Tableau (VII-3) montre les paramètres des algorithmes utilisés pour cette simulation.

Tableau (VII-3). Les paramètres des algorithmes MC, BFO, AG et PSO.

| | Approche métaheuristique | | | |
|---|--------------------------|-----|---------------|------------|
| | MC | BFO | AG | PSO |
| Nombre maximum de génération | 150 | 80 | 150 | 80 |
| Nombre des particules | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Type de sélection | - | - | Proportionnel | - |
| Type de croisement | - | - | En un point | - |
| Mutation | - | - | 0.05 | - |
| Coefficient d'inertie w | - | - | - | 0,9-0,1. |
| Coefficient de confiance $C1$ et $C2$. | - | - | - | 1,5 et 1,5 |
| Type de voisinage | - | - | - | étoile |
| Nombre de chimiotactiques Nc | - | 5 | - | - |
| Nombre de reproduction Nre | - | 4 | - | - |
| Nombre d'élimination-dispersion Ne | - | 4 | - | - |
| Probabilité Eli-dis Ped | - | 0,5 | - | - |

Le codage d'algorithme génétique AG dans cette étude représente par le format binaire est d'une longueur 8 bits pour la taille de chaque dispositif SVC (variable continue) et 5 bits pour leur site d'emplacement (variable discrète). Ainsi le nombre initial et maximal des dispositifs SVC pour le réseau IEEE 30-bus choisi dans cette étude sera égal à cinq dispositifs, qui seront minimisés par les processus des algorithmes métaheuristiques MC, AG, BFO et PSO qui mentionnent ci-dessus.

- **Fonction mono objectif de la déviation de tension DV**

Les Figures VII-4, VII-5, VII-6 et VII-7 montrent la convergence de fonctions objectives par les quatre algorithmes.

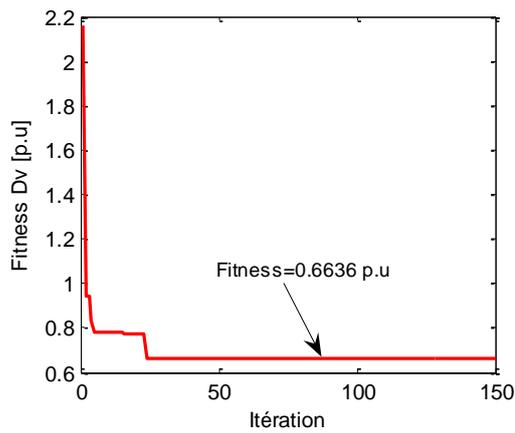


Figure (VII-4). Caractéristique de convergence de la déviation de tension par MC avec SVC.

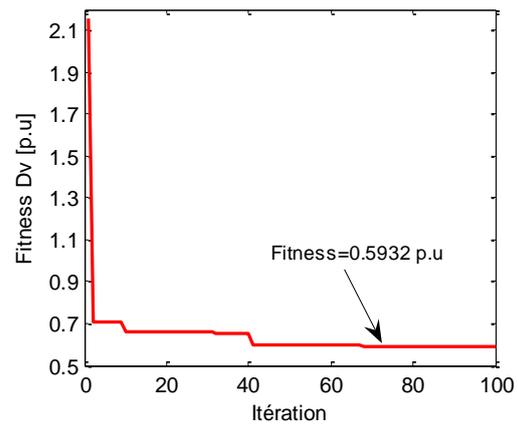


Figure (VII-5). Caractéristique de convergence de la déviation de tension par BFO avec SVC.

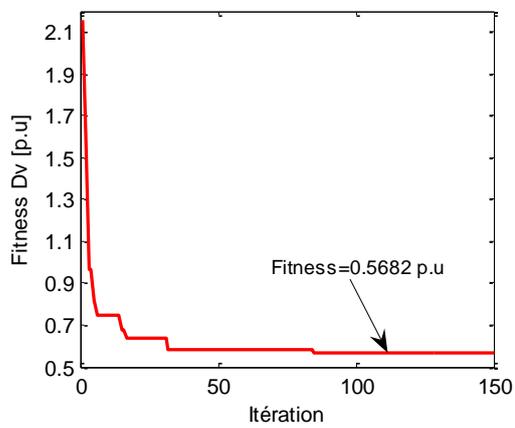


Figure (VII-6). Caractéristique de convergence de la déviation de tension par AG avec SVC.

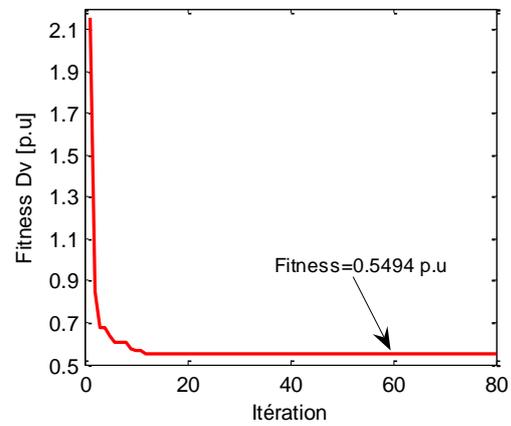


Figure (VII-7). Caractéristique de convergence de la déviation de tension par PSO avec SVC.

Les meilleures solutions calculées par les algorithmes MC, BFO, AG et PSO sont respectivement à l'ordre de 0.6636 p.u, 0.5932 p.u, 0.5682p.u et 0.5494 p.u. D'après les résultats de simulation on remarque clairement que les dispositifs SVC peuvent améliorer la stabilité de la tension du réseau électrique. Le choix optimal de la taille, du nombre et les sites d'emplacement du dispositif SVC récapitulés au Tableau (VII-4).

Tableau (VII-4). Optimisation DV par les quatre approches proposées avec SVC.

| | Sans SVC | | SVC+MC | | SVC+BFO | | SVC+AG | | SVC+PSO | |
|--------------------------------|----------|-----------------------|--------|-----------------------|---------|-----------------------|--------|-----------------------|---------|-----------------------|
| | JDB | Q [M _{VAR}] | JDB | Q [M _{VAR}] | JDB | Q [M _{VAR}] | JDB | Q [M _{VAR}] | JDB | Q [M _{VAR}] |
| Placement Optimal de SVC | - | - | 6 | 22.656 | 19 | 21.119 | 19 | 21.114 | 18 | 18.581 |
| | - | - | 15 | 29.651 | 21 | 23.780 | 22 | 32.649 | 21 | 23.424 |
| | - | - | 16 | 10.116 | 24 | 36.333 | 24 | 18.377 | 24 | 40.069 |
| | - | - | 21 | 41.837 | 29 | 19.527 | 25 | 3.226 | 29 | 10.024 |
| | - | - | 27 | 28.239 | - | - | 29 | 15.738 | - | - |
| Fitness [p.u] | 2.1562 | | 0.6636 | | 0.5932 | | 0.5682 | | 0.5494 | |

Les profils de la tension pour chaque algorithme sont illustrés dans les Figures VII-8, VII-9, VII-10 et VII-11.

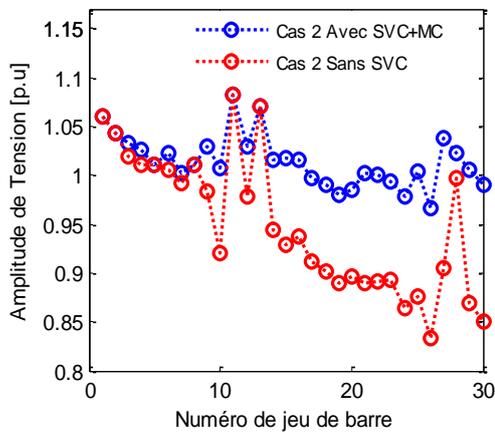


Figure (VII-8). Amplitude de tensions des JDB trouvé par MC avec SVC.

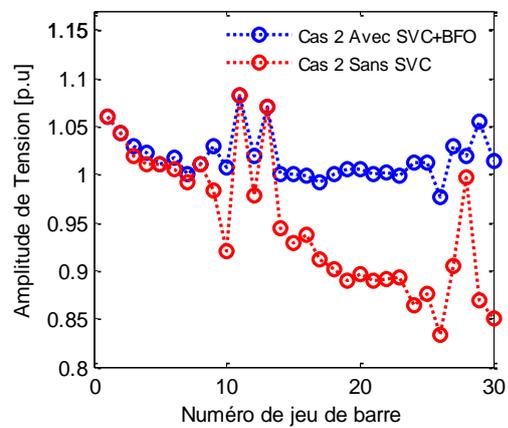


Figure (VII-9). Amplitude de tensions des JDB trouvé par BFO avec SVC.

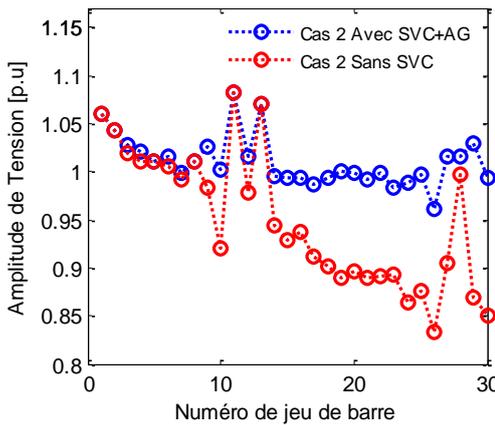


Figure (VII-10). Amplitude de tensions des JDB trouvé par AG avec SVC.

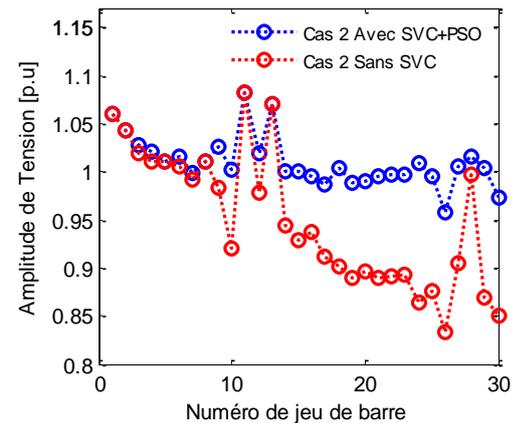


Figure (VII-11). Amplitude de tensions des JDB trouvé par PSO avec SVC.

- **Fonction mono objectif de pertes actives de transmission DP**

Les Figures VII-12, VII-13, VII-14 et VII-15 montrent l'évolution de la fonction objective DP durant le processus d'optimisation par les quatre approches proposées.

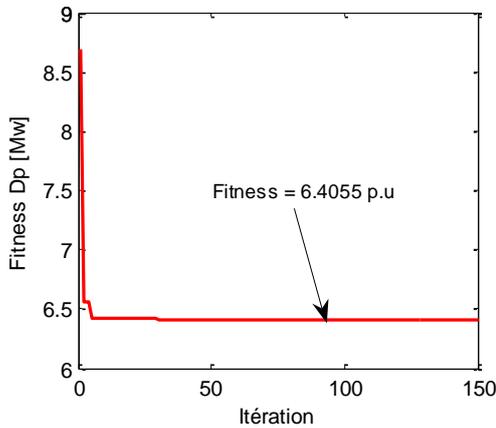


Figure (VII-12). Caractéristique de convergence des pertes lignes par MC avec SVC.

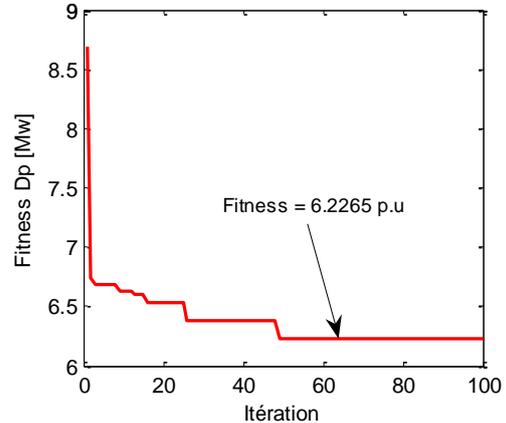


Figure (VII-13). Caractéristique de convergence des pertes lignes BFO avec SVC.

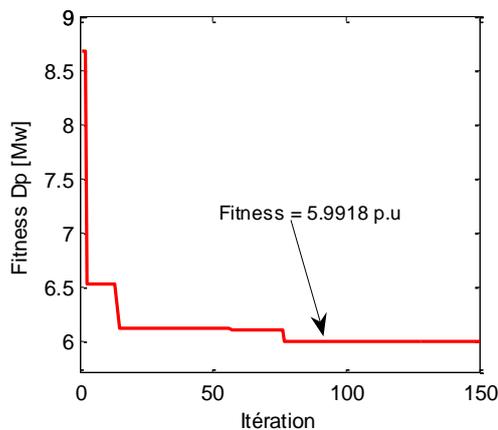


Figure (VII-14). Caractéristique de convergence des pertes lignes par AG avec SVC.

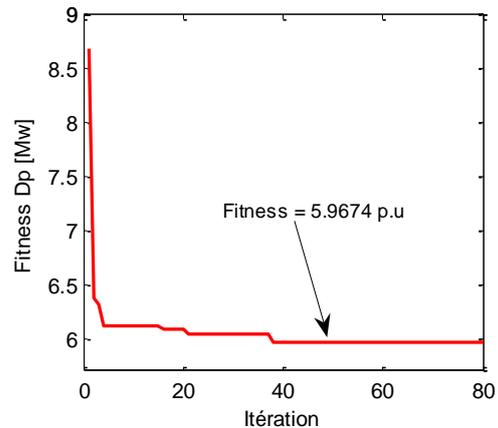


Figure (VII-15). Caractéristique de convergence des pertes lignes PSO avec SVC

Ansi les algorithmes adaptés sont appliqués avec succès pour résoudre le problème d'optimisation des pertes DP. Les meilleures solutions calculées par MC, BFO, AG et PSO sont respectivement 6.4055 Mw, 6.2265 Mw, 5.9918 Mw et 5.9674 pu. Le choix optimal de la taille, du nombre et les sites d'emplacement du SVC par les algorithmes adaptés sont récapitulés au Tableau (VII-5).

Tableau (VII-5). Optimisation DP par les quatre approches proposées avec SVC.

| | Sans SVC | | SVC+MC | | SVC+BFO | | SVC+AG | | SVC+PSO | |
|--------------------------------|----------|-----------------------|--------|-----------------------|---------|-----------------------|--------|-----------------------|---------|-----------------------|
| | JDB | Q [M _{VAR}] | JDB | Q [M _{VAR}] | JDB | Q [M _{VAR}] | JDB | Q [M _{VAR}] | JDB | Q [M _{VAR}] |
| Placement Optimal de SVC | - | - | 7 | 3.4213 | 7 | 5.394 | 9 | 28.446 | 9 | 17.468 |
| | - | - | 17 | 33.919 | 12 | 22.877 | 17 | 32.454 | 19 | 15.304 |
| | - | - | 21 | 44.145 | 18 | 20.076 | 19 | 24.145 | 21 | 33.953 |
| | - | - | 25 | 24.224 | 22 | 48.681 | 24 | 27.664 | 24 | 36.754 |
| | - | - | - | - | 24 | 21.211 | 29 | 8.309 | - | - |
| Fitness [Mw] | 8.6914 | | 6.4055 | | 6.2265 | | 5.9918 | | 5.9674 | |

Les pertes actives de transmission pour chaque algorithme sont illustrées dans les Figures VII-16, VII-17, VII-18 et VII-19.

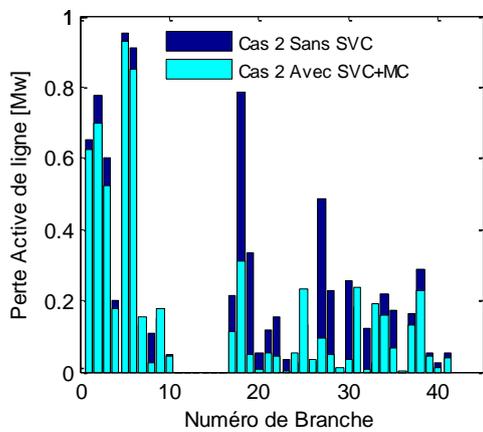


Figure (VII-16). Pertes Actives de lignes trouvé par MC avec SVC.

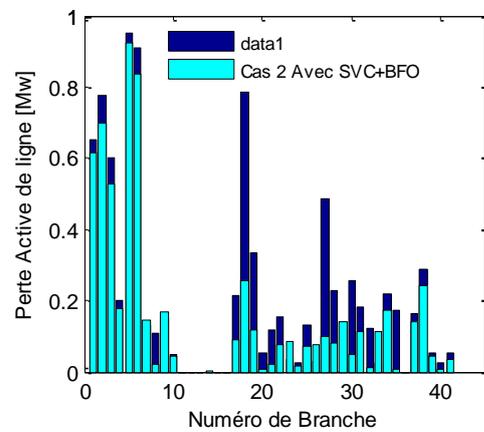


Figure (V-17). Pertes Actives de lignes trouvé par BFO avec SVC

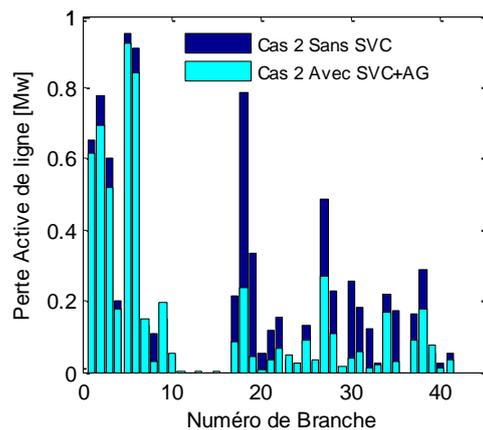


Figure (VII-18). Pertes Actives de lignes trouvé par AG avec SVC.

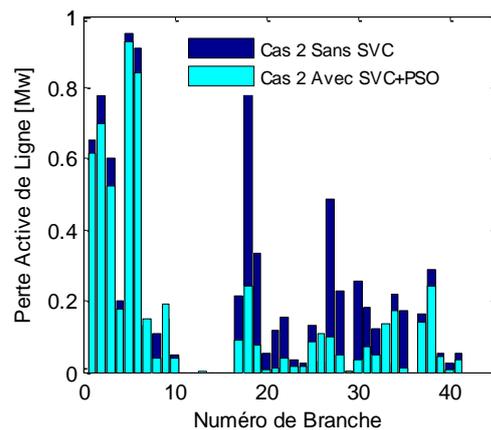


Figure (VII-19). Pertes Actives de lignes trouvé par PSO avec SVC.

- Etude comparative

Le but principal de cette partie est la comparaison entre les quatre approches adaptées pour vérifier leurs performances. Les Figures VII-20, VII-21, VII-22 et VII-23 montrent les caractéristiques de convergence de la fonction fitness de la déviations de la tension DV pour dix essais par les quatre approches adaptées, avec considération de SVC.

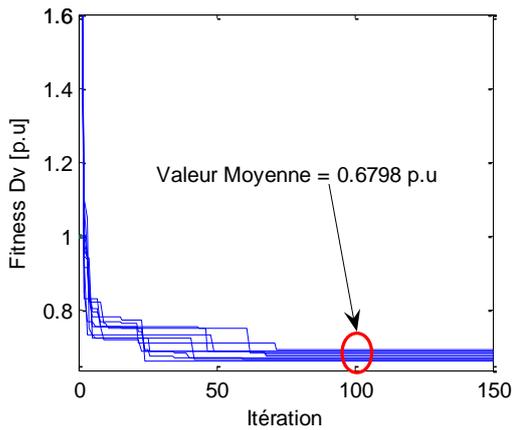


Figure (VII-20). Convergence de la déviation de la tension par MC avec SVC de dix essais.

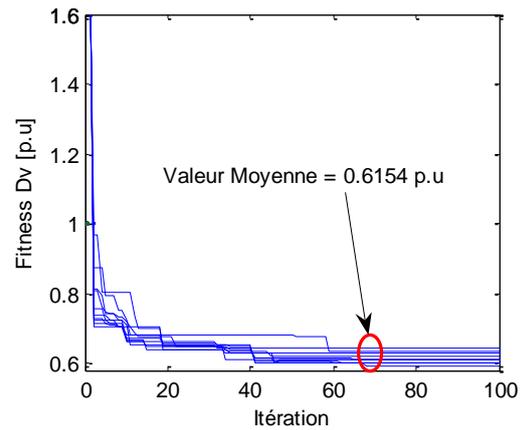


Figure (VII-21). Convergence de la déviation de la tension par BFO avec SVC de dix essais.

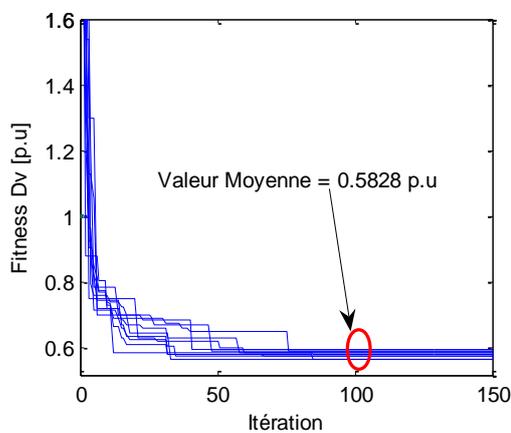


Figure (VII-22). Convergence de la déviation de la tension par AG avec SVC de dix essais.

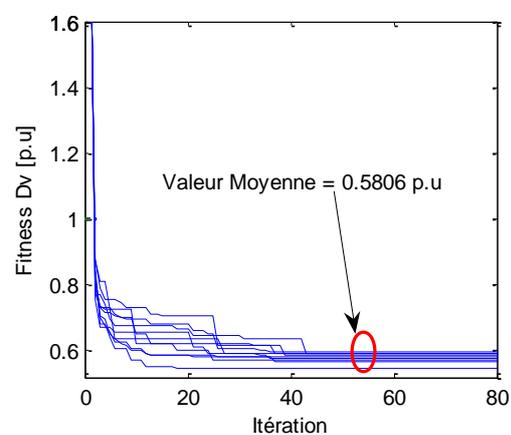


Figure (VII-23). Convergence de la déviation de la tension par PSO avec SVC de dix essais.

En plus, le Tableau (VII-6) illustre les valeurs minimales, maximales et la valeur moyenne pour dix essais par les quatre approches proposées.

On peut voir que la déviation de la tension minimale obtenue et sa valeur moyenne correspondante à la quatrième approche PSO génère la meilleure qualité de solution DV= 0.5494p.u. Les résultats de simulation confirment que cette version est capable de chercher la solution globale ou la solution quasi optimale.

Tableau (VII-6). Comparaison au niveau d'optimalité entre les quatre approches proposées.

| | Approche de métaheuristique | | | |
|-------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|
| | MC | BFO | AG | PSO |
| Nombre d'itération Max | 150 | 100 | 150 | 80 |
| DV valeur Max [p.u] | 0.6961 | 0.6451 | 0.5979 | 0.5980 |
| DV valeur Moyenne [p.u] | 0.6798 | 0.6154 | 0.5828 | 0.5806 |
| DV valeur Min [p.u] | 0.6636 | 0.5932 | 0.5695 | 0.5494 |

De même, le Tableau (VII-7) expose les résultats obtenus par rapport le nombre de génération. PSO converge vers la solution optimale malgré le nombre itérations est petit en le comparant aux autres méthodes qui nécessitent un nombre important de générations 150 itérations pour MC et AG et 100 itérations pour BFO .

Tableau (VII-7). Comparaison au niveau d'itération entre les quatre approches proposées.

| | Approche de métaheuristique | | | |
|----------------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|
| | MC | BFO | AG | PSO |
| Nombre d'itération Max | 150 | 100 | 150 | 80 |
| Itération Max de convergence | 72 | 68 | 85 | 47 |
| Itération Moyenne de convergence | 48 | 50 | 49 | 33 |
| Itération Min de convergence | 23 | 32 | 12 | 18 |
| DV [p.u] | 0.6636 | 0.5932 | 0.5695 | 0.5494 |

- Conclusion

Dans cette partie, les résultats obtenus par l'application des algorithmes proposés confirment la robustesse de l'optimisation par particule d'essaims PSO pour la résolution les problèmes liés à la planification de la tension et le bon fonctionnement du réseau électrique d'une manière dynamique avec considération de SVC.

- Fonction multi objectif

Maintenant on va traiter l'optimisation de diverse objectifs simultanément par la méthode PSO, il s'agit de minimiser la déviation de la tensions avec le critère économique du coût d'investissement du SVC et les pertes actives dans les lignes avec le critère économique du coût d'investissement du SVC c'est la notion de Multi-objectifs.

Les fonctions multi objectifs adaptées sont définit comme suit:

$$\text{Fitness} = U \frac{\sum_{i=1}^{nj} |V_{ref} - V_i|}{V_{base}} + (1 - U) \frac{\sum_{i=1}^{N_{SVC}} IC_{SVC}}{IC_{base}} \quad (VII-2)$$

$$\text{Fitness} = U \frac{\sum_{i=1}^{nb} P_{L_i}}{P_{L_{base}}} + (1 - U) \frac{\sum_{i=1}^{N_{SVC}} IC_{SVC}}{IC_{base}} \quad (VII-3)$$

Où $U \in [0 \ 1]$

La dixième terme des fonctions multi objectifs à optimisées correspond au coût d'investissement de compensateur SVC, mathématiquement formulé et donné par l'équation suivante

$$IC_{SVC} = C_{SVC} \cdot S \cdot 1000 \quad (VII-4)$$

Où C_{SVC} le coût des dispositifs SVC [US\$/Mvar].

Le coût d'investissement de dispositif SVC peut être calculée en utilisant la fonction du coût donné par

$$C_{SVC} = 0.0003 \cdot S^2 - 0.3051 \cdot S + 127.38 \quad (VII-5)$$

$$S = |Q_2 - Q_1| \quad (VII-6)$$

Où S est la plage de fonctionnement de SVC d [MVar]

Q_1 la puissance réactive avant l'installation de SVC.

Q_2 la puissance réactive après l'installation de SVC.

le coefficient de décision U est déterminé selon le choix de l'opérateur, qui ont été choisi pour ce test $U = 0.5$.

L'application a été faite sur le même réseau électrique IEEE 30 bus. Donc les Figures (VII-24) et (VII-25) représentent respectivement l'évolution de la fonction multi objectif (la déviation de la tension avec le critère économique) et (les pertes actives de transmission avec le critère économique) durant le processus d'optimisation par la méthode PSO.

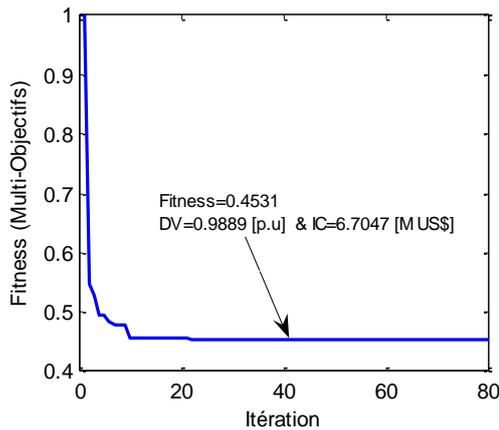


Figure (VII-24). Convergence de DV et IC Multi-Objectifs par PSO avec SVC

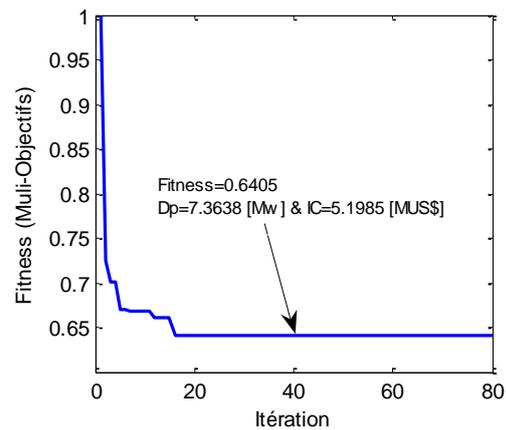


Figure (VII-25). Convergence de DP et IC Multi-Objectifs par PSO avec SVC

Le critère de la déviation de la tension et le critère économique du coût d'investissement du SVC sont respectivement (0.9889 [p.u], 6.7047 [MUS\$]), ainsi le critère de pertes actives dans les lignes et le critère économique d'investissement du SVC sont respectivement de l'ordre (7.3638 [p.u], 5.1985 [MUS\$]). Le Tableau (VII-8) expose la solution obtenus par l'approche PSO.

Tableau (VII-8). Optimisation simultanément DV-IC et DP-IC par l'approche PSO avec SVC.

| | N° JDB | Q [M _{VAR}] | N° JDB | Q [M _{VAR}] |
|--|--------|-----------------------|--------|-----------------------|
| Placement optimal de SVC | 18 | 19.555 | 7 | 6.070 |
| | 25 | 37.166 | 12 | 5.135 |
| | - | - | 17 | 1.970 |
| | - | - | 22 | 29.870 |
| Nombre du SVC nécessaire | 2 | | 4 | |
| Pertes totales [Mw] | 7.5816 | | 7.3638 | |
| Déviation de Tension [p.u] | 0.9889 | | 1.5518 | |
| Investissement [US\$] X10 ⁶ | 6.7047 | | 5.1985 | |

D'après la convergence des algorithmes d'optimisation PSO pour les premiers tests on remarque que les tensions après l'optimisation avec le coefficient de decision $U = 0.5$ sont dans leurs limites admissibles entre 0.90 p.u et 1.10 p.u Figure (VII-26). Ainsi les coûts d'investissements de dispositif SVC trouvés par ce teste est de l'ordre de 6.7074 [MUS\$] ont été réduit respectivement à -57.67% après optimisation par l'algorithme PSO Figure (VII-27).

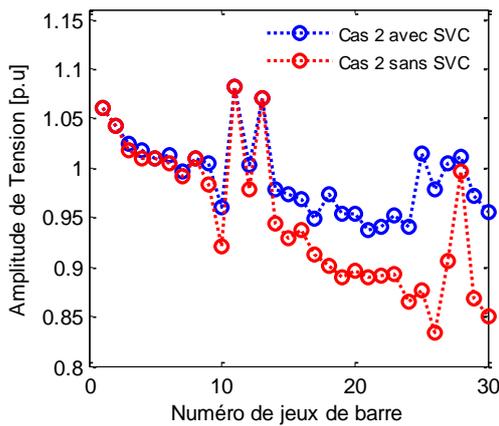


Figure (VII-26). Amplitude de tensions des JDB trouvé par PSO et SVC avec FMO.

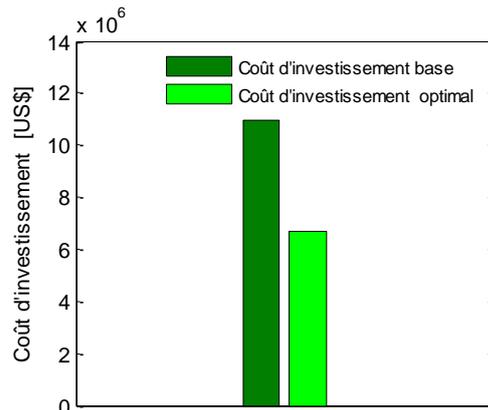


Figure (VII-27). Coût d'investissement de SVC trouvé par PSO avec FMO.

Ansi le critère de pertes actives et le critère économique d'investissement du SVC pour le dixieme test sont respectivement à l'ordre de (7.3638 [p.u], 5.1985 [MUS\$]), ont été réduit respectivement à -57.67% et -38.82% après optimisation par l'algorithme PSO. Figure (VII-28) et (VII-29).

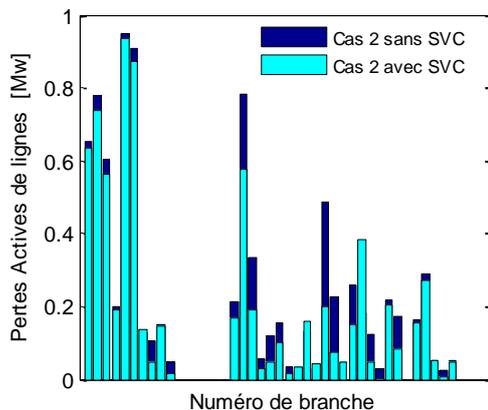


Figure (VII-28). Pertes actives de branches trouvé par PSO et SVC avec FMO.

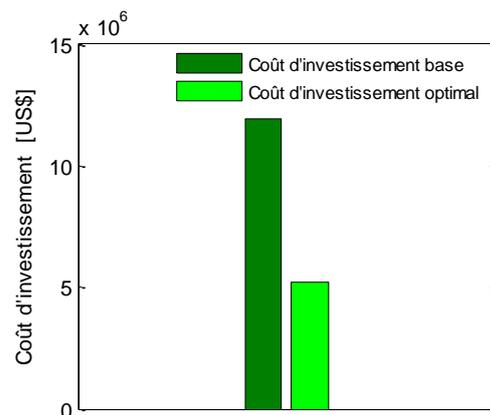


Figure (VII-29). Coût d'investissement de SVC trouvé par PSO avec FMO.

VII.2.2.2 Optimisation avec considération de TCSC

Ce test représente l'utilisation du compensateur série TCSC, comme un moyen de compensation dont le but est de minimiser individuellement la déviations de tensions et les pertes actives dans les lignes (mono-objectif), cela est réalisable par l'ajustement flexible des paramètres et de l'emplacement de TCSC. Dans la suite, on va minimiser la déviation de la tension avec le critère économique en même temps. Et les pertes actives dans les lignes avec le critère économique (multi-objectif).

- Fonction mono-objectif

Les Figures (VII-30) et (VII-31) montrent la convergence individuellement de fonctions mono-objectives D_V et D_P par la méthode PSO.

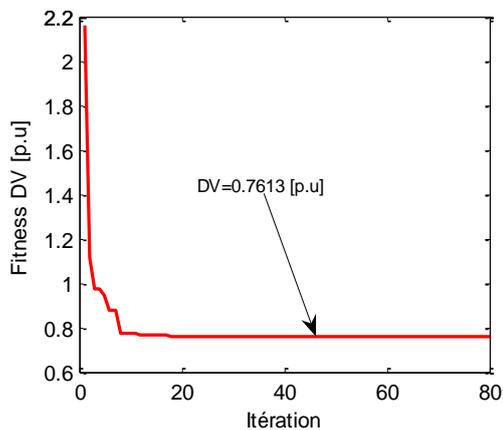


Figure (VII-30). Convergence de DV trouvé par PSO avec TCSC

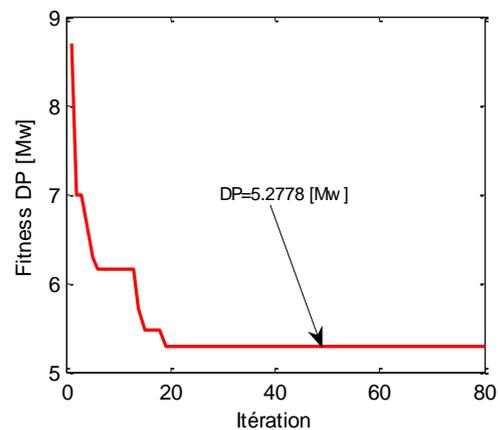


Figure (VII-31). Convergence de DP trouvé par PSO avec TCSC

L'algorithme adapté PSO est appliqué avec succès pour résoudre le problème d'optimisation de la déviation de la tension D_V et les pertes actives de ligne D_P individuellement avec considération de TCSC.

Les meilleures solutions de la déviation de la tension D_V et les pertes actives de lignes calculées par PSO avec considération de TCSC sont respectivement à l'ordre de 0.7613 [p.u], 5.2778 [Mw]. Le profil de tension et les pertes actives sont illustrés dans les Figures (VII-32) et (VII-33).

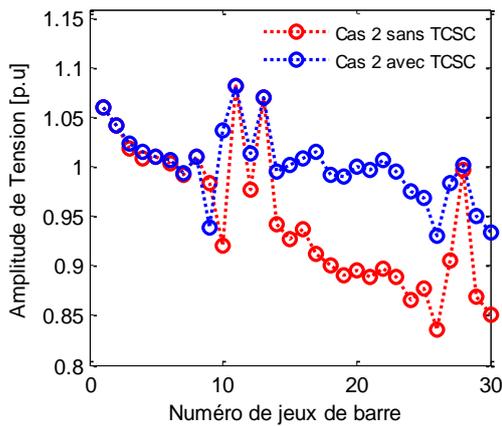


Figure (VII-32). Amplitude de tensions des JDB trouvé par PSO avec TCSC.

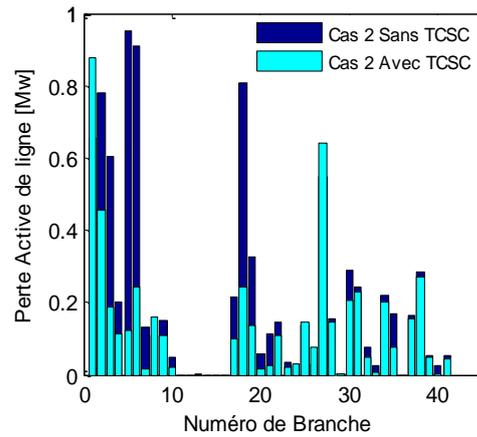


Figure (VII-33). Pertes Actives de lignes trouvé par PSO avec TCSC.

D’après les résultats de simulation on remarque clairement que les compensateurs TCSC peuvent améliorer et contrôler la puissance de transmission, ainsi peuvent améliorer la stabilité de la tension du réseau électrique. Le choix optimal de la taille, du nombre et les sites d’emplacement du TCSC récapitulés dans le Tableau (VII-9).

Tableau (VII-9). Optimisation individuellement de DV et DP par l’approche PSO avec TCSC.

| | Branche | X_{TCSC} | Branche | X_{TCSC} |
|--|---------------|------------|---------------|------------|
| Placement optimal de TCSC | 2-5 | -0.1784 | 9-10 | -0.2066 |
| | 2-6 | -0.1186 | 12-15 | -0.1514 |
| | 9-11 | -0.1714 | 15-23 | -0.0140 |
| | 12-15 | -0.0853 | 22-24 | -0.0429 |
| | 23-24 | -0.1566 | 28-27 | -0.2832 |
| Pertes totales [Mw] | 5.2778 | | 7.2029 | |
| Déviaton de Tension [p.u] | 1.5358 | | 0.7613 | |
| Investissement [US\$] X10 ⁶ | 1.7672 | | 1.7379 | |

- **Fonction multi-objectif**

Maintenant on va traiter l’optimisation de diverse objectifs simultanément par la méthode PSO, il s’agit de minimiser la déviation de la tension avec le critère économique en même temps. Et les pertes actives dans les lignes avec le critère économique

Les fonctions multi objectifs adaptées sont définies par la déviation de la tension avec le critère économique. Et les pertes actives dans les lignes avec le critère économique comme suit:

$$\text{Fitness} = U \frac{\sum_{i=1}^{n_j} |V_{\text{ref}} - V_i|}{V_{\text{Base}}} + (1 - U) \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{svc}}} IC_{\text{TCSC}}}{IC_{\text{Base}}} \quad (\text{VII-7})$$

$$\text{Fitness} = U \frac{\sum_{i=1}^{n_b} P_{L_i}}{P_{L_{\text{base}}}} + (1 - U) \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{svc}}} IC_{\text{TCSC}}}{IC_{\text{Base}}} \quad (\text{VII-8})$$

Où $U \in [0 \ 1]$

Le dixième terme de la fonction multi objectifs à optimiser correspond au coût d'investissement de compensateur TCSC, mathématiquement formulé et donné par l'équation suivante

$$IC_{\text{TCSC}} = C_{\text{TCSC}} \cdot S \cdot 1000 \quad (\text{VII-9})$$

Où C_{TCSC} le coût des dispositifs TCSC [US\$/Mvar].

Le coût d'investissement de dispositif TCSC peut être calculée en utilisant la fonction du coût donné par

$$C_{\text{TCSC}} = 0.0015 \cdot S^2 - 0.7130 \cdot S + 153.75 \quad (\text{VII-10})$$

$$S = |Q_2 - Q_1| \quad (\text{VII-11})$$

Où S est la plage de fonctionnement de TCSC [MVar]

Q_1 la puissance réactive de branche avant l'installation de TCSC.

Q_2 la puissance réactive de branche après l'installation de TCSC.

le coefficient de décision U ont été choisi pour ce test , $U = 0.5$.

L'application a été faite sur le même réseau électrique IEEE 30 bus. Donc les Figures VII-34 et VII-35 représentent l'évolution de fonctions multi objectifs (la déviation de la tension avec le critère économique). Et (les pertes actives de transmission avec le critère économique) durant le processus d'optimisation par la méthode PSO avec les coefficients de décision $U = 0.5$.

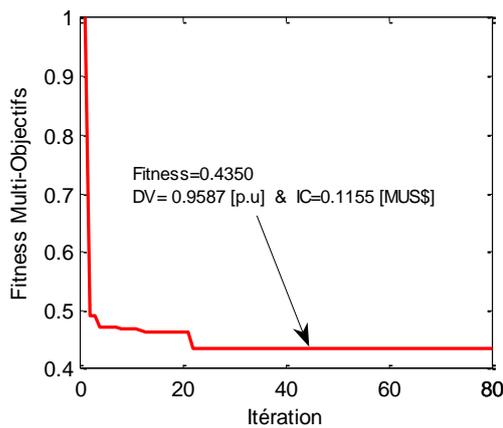


Figure (VII-34). Convergence DV et IC Multi-Objectifs par PSO avec TCSC

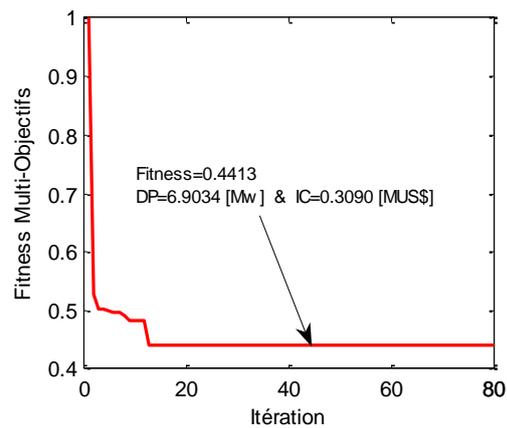


Figure (VII-35). Convergence de DP et IC Multi-Objectifs par PSO avec TCSC

Les testes correspondent à l'optimisation de la déviation de la tension avec le critère économique d'investissement de TCSC et l'optimisation de pertes actives dans les lignes avec le critère économique sont respectivement à l'ordre de (0.9587 [p.u], 0.1155 [MUS\$]) et (6.9034 [Mw], 0.3090 [MUS\$]). Le Tableau (VII-10) expose la solution obtenue par l'approche PSO.

Tableau (VII-10). Optimisation simultanément DV-IC et DP-IC par l'approche PSO avec TCSC.

| | Branche | X_{TCSC} [p.u] | Branche | X_{TCSC} [p.u] |
|--|---------------|------------------|---------------|------------------|
| Placement optimal de TCSC | 2-4 | -0.1233 | 9-10 | -0.1725 |
| | 12-16 | -0.1439 | 19-20 | -0.1618 |
| | 16-17 | -0.1508 | 10-21 | -0.1117 |
| | 15-23 | -0.1100 | 22-24 | -0.2374 |
| | 10-21 | -0.0576 | 27-30 | -0.2242 |
| Pertes totales [Mw] | 6.9034 | | 7.0601 | |
| Déviation de Tension [p.u] | 1.9943 | | 0.9587 | |
| Investissement [US\$] X10 ⁶ | 0.3090 | | 0.1155 | |

D'après la convergence l'algorithmes d'optimisation PSO dans les premiers tests on remarque que les tensions après l'optimisation sont dans leurs limites admissibles entre 0.90 p.u et 1.10 p.u. et les coûts d'investissements du dispositif TCSC a été réduit à l'ordre de -93.35% Figures (VII-36) et (VII-37). Ainsi dans le deuxième test on remarque que les pertes actives et le coût d'investissement de dispositif TCSC ont été réduit à l'ordre de -20.57% et -82.51% respectivement après optimisation par l'algorithmes PSO Figures (VII-38) et (VII-39).

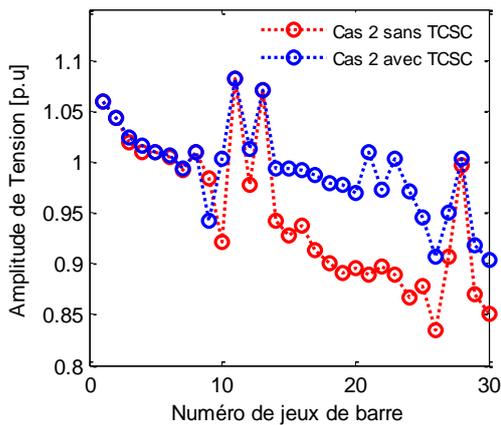


Figure (VII-36). Amplitude de tensions des JDB trouvé par PSO et TCSC avec FMO.

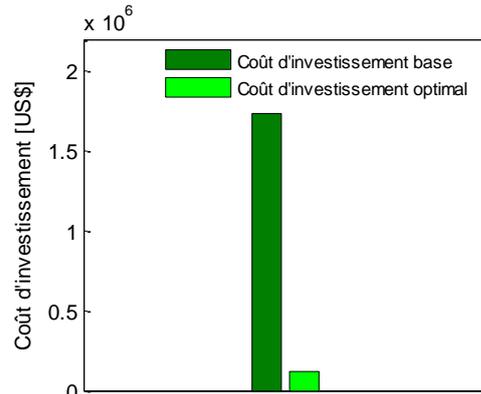


Figure (VII-37). Coût d'investissement de TCSC trouvé par PSO avec FMO.

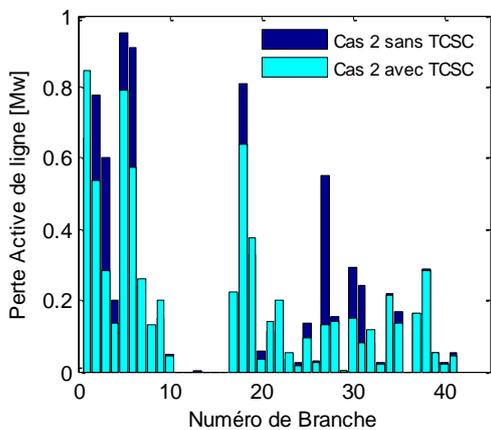


Figure (VII-38). Pertes actives de lignes trouvé par PSO et TCSC avec FMO.

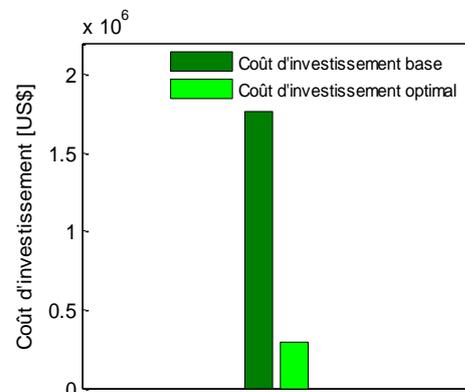


Figure (VII-39). Coût d'investissement de TCSC trouvé par PSO avec FMO.

- **Conclusion**

Dans cette partie, les résultats obtenus confirment que les dispositifs SVC permettent d'améliorer efficacement l'exploitation du réseau électrique et de maintenir les tensions des nœuds du réseau électrique dans les limites admissibles. Ainsi, les dispositifs TCSC permettent de minimiser les pertes actives de transmission. Dans ce contexte nous proposons dans la suite une coordination entre un dispositif shunt SVC et un dispositif série TCSC pour d'assurer une minimisation satisfaisante

VII.2.2.3 Optimisation avec considération de coordination

Dans ce test nous proposons une coordination optimal d'une dispositif shunt SVC avec une dispositif série TCSC. Ceci permet d'assurer une minimisation satisfaisante de déviation de la tensions et les pertes actives dans les lignes.

La Figure (VII-40) montre l'évolution simultanément des fonctions multi objectifs de déviation de la tension et les pertes actives dans les lignes durant le processus d'optimisation par la méthode PSO.

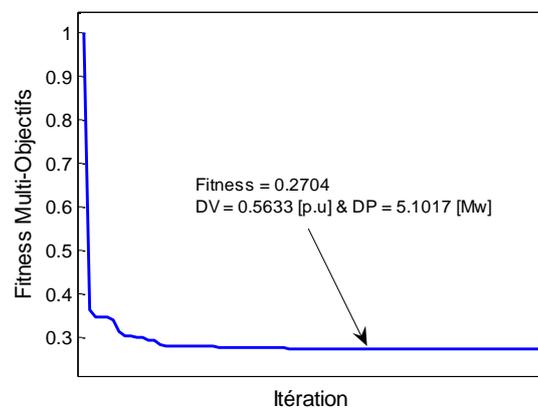


Figure (VII-40). Convergence de la Fonction Multi-Objectifs par PSO avec coordination

On voit d'après cette Figure (VII-40) que l'optimisation commence à partir d'une valeur initiale , et le passage d'un point de fonctionnement à un autre, jusqu'à l'atteinte du point de fonctionnement optimal de l'ordre 0.2704 qui corespondant au 0.5633 p.u pour la déviation de la tensions et 5.1017 Mw pour les pertes actives dans les lignes.

Les résultats de simulations obtenus par la coordination optimal d'une dispositif shunt SVC avec une dispositif série TCSC pour un réseau IEEE 30-bus ont été comparé avec les résultats de simulations obtenus par l'utilisation individuelle d'une dispositif shunt SVC et une dispositif série TCSC . Le Tableau (VII-11) expose une comparaison entre les solutions obtenus par l'approche PSO.

Tableau (VII-11). Optimisation simultanément DV et DP par l'approche PSO avec coordination.

| | SVC | | Coordination SVC & TCSC | | | | TCSC | |
|------------------------------|---------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|-------|-------------------------|---------------|-------------------------|
| | JDB | Q [M _{VAR}] | JDB | Q [M _{VAR}] | Bran | X _{TCSC} [p.u] | Bran | X _{TCSC} [p.u] |
| Placement optimal | 18 | 18.581 | 18 | 16.0351 | 2-6 | -0.1396 | 2-5 | -0.1784 |
| | 21 | 23.424 | 21 | 50.5821 | 12-15 | -0.0584 | 2-6 | -0.1186 |
| | 24 | 40.069 | 25 | 32.3929 | - | - | 9-11 | -0.1714 |
| | 29 | 10.024 | - | - | - | - | 12-15 | -0.0853 |
| | - | - | - | - | - | - | 23-24 | -0.1566 |
| Déviations de tensions [p.u] | 0.5494 | | 0.5633 | | | | 1.5358 | |
| Pertes totales [Mw] | 5.9807 | | 5.1017 | | | | 5.2778 | |

Le profil de tension et les pertes actives dans les ligne sont illustrés dans les Figures (VII-41) et (VII-42).

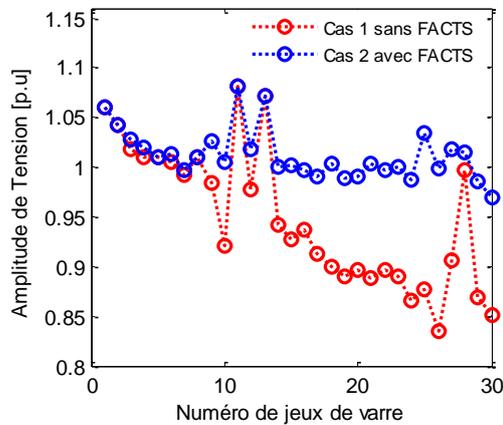


Figure (VII-41). Amplitude de tensions des troué par PSO et coordination avec FMO.

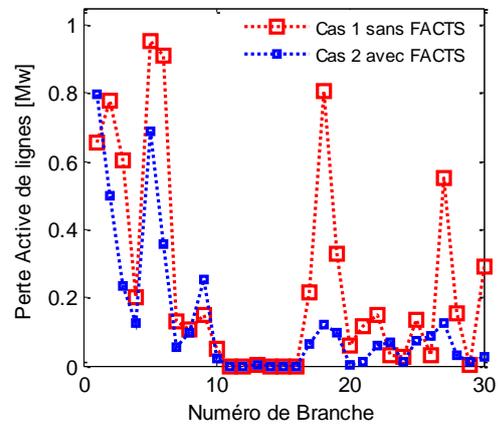


Figure (VII-42). Pertes actives de lignes troué par PSO et coordination avec FMO.

VII.3 Réseau d'application IEEE 57-bus

La robustesse de technique d'optimisation proposée PSO a été validée sur des réseaux larges IEEE 57-bus, constitué de 7 nœuds générateurs (aux jeux de barres n° 1, 2, 3, 6, 8, 9 et 12), la puissance apparente de base est de 100MVA. La tension de base pour chaque jeux de barres est de 135 kV. Le détail de données de ce réseau sont résumées dans l'annexe B.

Deux cas ont été traités avec considération de coordination de trois dispositifs SVC et trois dispositifs TCSC en même temps , le premier cas consiste à la minimisation individuellement de déviations de tensions et les pertes actives dans les lignes et le deuxième cas consiste à la minimisation simultanément de déviations de tensions et les pertes actives dans les lignes.

VII.3.1 Augmentation progressive de la charge

La charge de réseau test IEEE 57-bus est augmentée progressivement jusqu'à l'instabilité de tension. L'augmentation de la charge est introduite au niveau de puissance réactive demandée.

- **Cas 1:** La charge nominale du réseau test IEEE-57-Bus.
- **Cas 2:** Augmentation de la puissance réactive de l'ordre de 2,5 sur la totalité de JDB charge du réseau test IEEE-57.

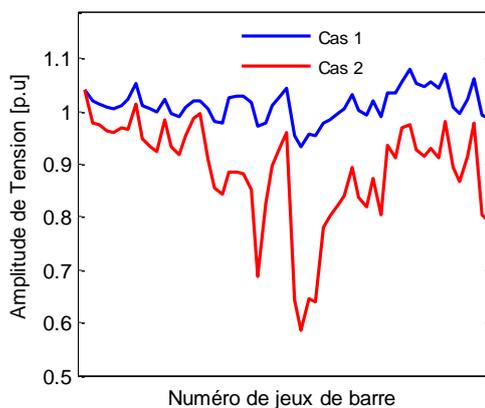


Figure (VII-43). Amplitude de tensions des jeux de barres (Cas 1 et 2).

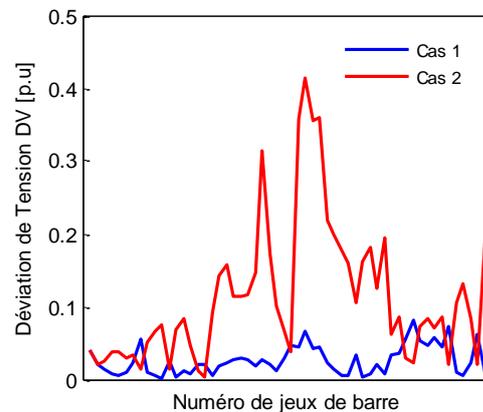


Figure (VII-44). Déviation de tensions DV des jeux de barres (Cas1 et 2).

D'après les Figures (VII-43) et (VII-44) on constate que les tensions de certains jeux de barres sensibles sont dépassés leurs limites inférieures dans l'état d'augmentation de charge cas 2. Ainsi, D'après la Figure (VII-45). On remarque une augmentation notable des pertes de transmission à l'ordre de 45.9748 Mw.

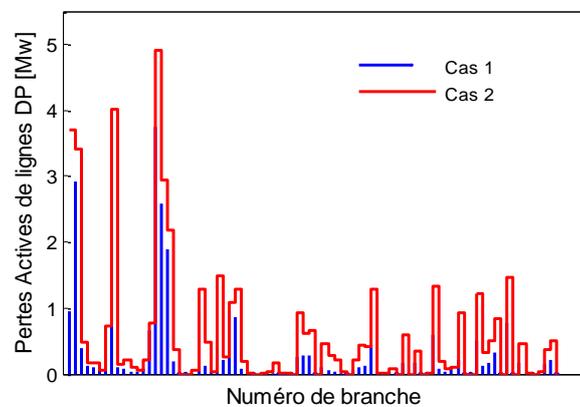


Figure (VII-45). Pertes actives DP de transmission (Cas 1 et 2).

- **Fonction mono-objectif**

Les Figures (VII-46) et (VII-47) montrent la convergence individuellement de fonctions mono-objectives D_V et D_P par la méthode PSO.

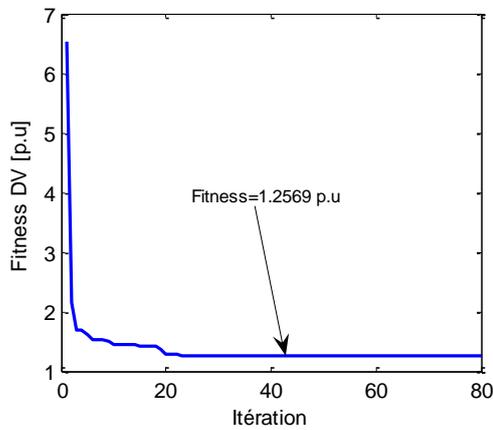


Figure (VII-46). Convergence de la déviation de tension par PSO avec coordination

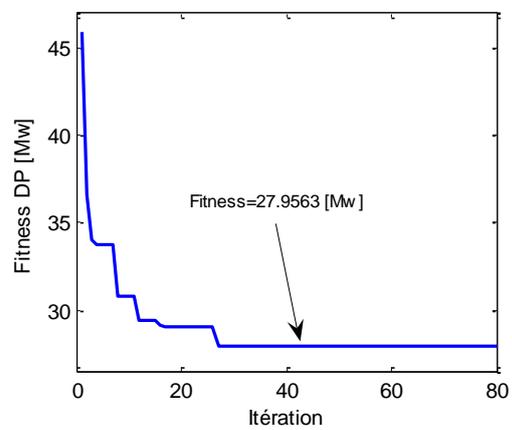


Figure (VII-47). Convergence des pertes des branches par PSO avec coordination

La meilleure valeur obtenue par l'algorithme de PSO pour le cas de minimisation des déviations de la tensions est à l'ordre de 1.2569 p.u, ainsi la meilleure valeur de pertes actives optimisée est à l'ordre de 27.9563 p.u. Le Tableau (VII-12) expose la solution obtenus par l'approche PSO.

Tableau (VII-12). Optimisation individuellement de DV et DP par l'approche PSO avec coordination.

| | Coordination SVC & TCSC | | | | | | | |
|---------------------------------|-------------------------|----------|-------|------------------|----------------|----------|-------|------------------|
| | JDB | Q [MVAR] | Bran | X_{TCSC} [p.u] | JDB | Q [MVAR] | Bran | X_{TCSC} [p.u] |
| Placement optimal de SVC & TCSC | 29 | 64.397 | 4-18 | -0.6366 | 14 | 76.668 | 1-16 | -0.1603 |
| | 31 | 21.164 | 18-19 | -0.1528 | 35 | 40.007 | 18-19 | -0.4225 |
| | 36 | 50.367 | 39-57 | -0.4573 | 52 | 43.625 | 31-32 | -0.4684 |
| Déviations de tensions [p.u] | 1.2569 | | | | 2.4621 | | | |
| Pertes totales [Mw] | 34.5737 | | | | 27.9563 | | | |

La distribution des tensions et les pertes actives achevées par l'algorithme PSO sont présentés respectivement dans les Figures (VII-48), (VII-49). Les tensions obtenues sont dans leurs limites admissibles.

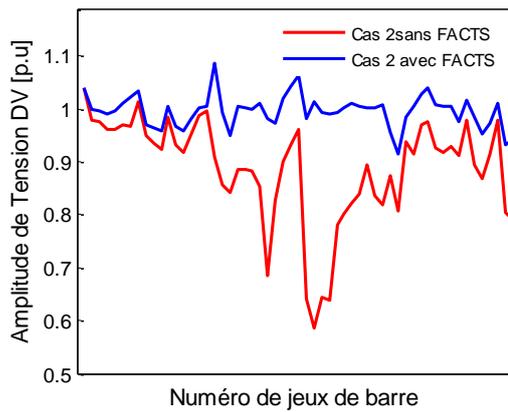


Figure (VII-48). Amplitude de tensions des JDB trouvé par PSO avec coordination.

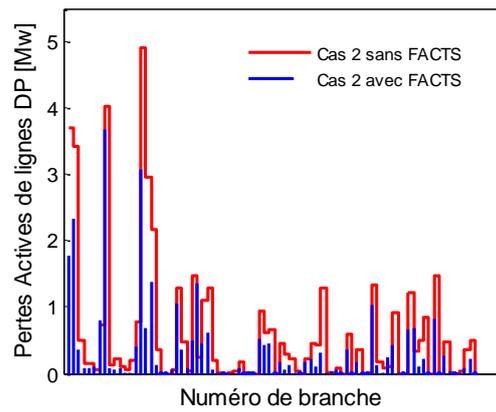


Figure (VII-49). Pertes actives de lignes trouvé par PSO avec coordination.

Fonction multi-objectif

Dans ce test nous proposons une optimisation simultanément la déviation de la tension avec les pertes actives dans les lignes. La Figures (VII-50) montre l'évolution de la fonctions multi objectifs D_V et D_P en même temps durant le processus d'optimisation par la méthode PSO.

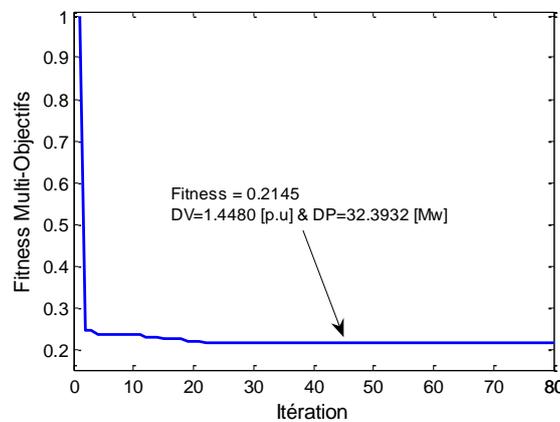


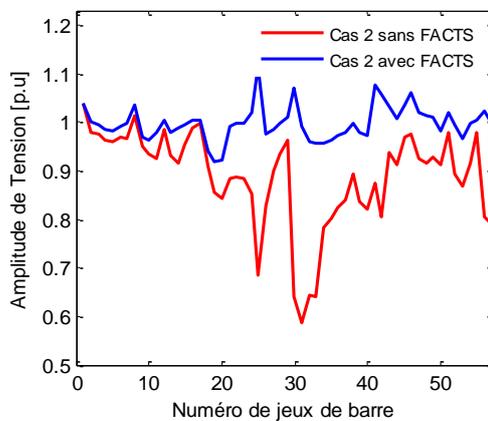
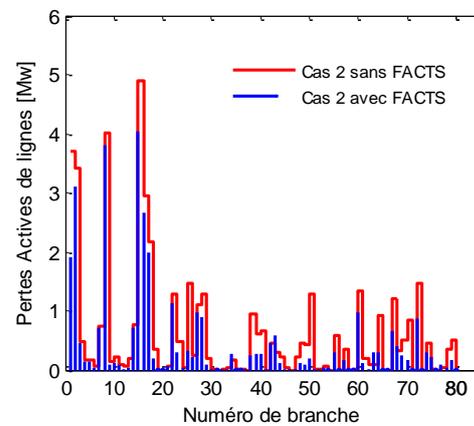
Figure (VII-50). Convergence de la Fonction Multi-Objectifs par PSO avec coordination

L'algorithme adapté PSO est appliqué avec succès pour résoudre le problème d'optimisation de déviation de la tension D_V et les pertes actives de ligne D_P simultanément avec considération de coordination. Le Tableau (VII-13) expose la solution obtenue par l'approche PSO.

Tableau (VII-13). Optimisation simultanément DV et DV par l'approche PSO avec coordination.

| | Coordination SVC & TCSC | | | |
|---------------------------------|-------------------------|-----------------------|---------|-------------------------|
| | N° JDB | Q [M _{VAR}] | Branche | X _{TCSC} [p.u] |
| Placement optimal SVC & TCSC | 14 | 87.0351 | 41-42 | -0.4489 |
| | 25 | 44.6804 | 29-52 | -0.2684 |
| | 41 | 49.3674 | 54-55 | -0.2698 |
| Déviations de tensions [p.u] | 1.4480 | | | |
| Pertes totales [Mw] | 32.3932 | | | |
| Fitness (Multi-Objectifs) | 0.2145 | | | |

Le profil de tension et les pertes actives dans les ligne sont illustrés dans les Figures (VII-51) et (VII-52).

**Figure (VII-51).** Amplitude de tensions des trouvé par PSO et coordination avec FMO.**Figure (VII-52).** Pertes actives de lignes trouvé par PSO et coordination avec FMO.

VII.4 Conclusion

Dans ce chapitre on a proposé quatre algorithmes d'optimisation métaheuristiques pour résoudre le problème d'optimisation des critères de la déviation de la tension, les pertes actives de transmission et le critère économique d'investissement aux FACTS, et ce par le choix optimal de la taille, du nombre et ainsi de l'emplacement des dispositifs FACTS. Dans le but d'améliorer la stabilité de tension de réseaux électrique. L'application a été effectuée sur un réseau IEEE 30-bus et IEEE 57-bus avec augmentation au niveau de puissance réactive demandée et appliquée uniformément sur la totalité de charge du réseau afin d'étudier l'impact sur la stabilité statique de tension. Les résultats obtenus confirment la robustesse de ces méthodes à résoudre les problèmes liés à la dimensionnement et la coordination des systèmes FACTS dans le but le fonctionnement du réseaux électrique d'une manière dynamique.

CONCLUSION GENERAL

Dans ce travail de recherche, nous avons présenté le problème de la stabilité statique de tension des réseaux électriques. L'effondrement de tension est un phénomène catastrophique aux réseaux électriques. Il découle la perte de stabilité du réseau et cause des dégâts immenses au niveau économique et social.

Le manque de puissance réactive contribue favorablement à l'instabilité de tension, notamment lorsque les générateurs arrivent à leurs limites de production d'énergie réactive. De ce fait, l'intégration des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) appropriée permet d'améliorer la stabilité de tension et ouvre des nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux.

Dans ce cadre, nous avons orienté nos travaux vers l'étude de la stabilité de tension en régime statique, spécialement l'emplacement optimal, dimensionnement, le comportement statique et la coordination des dispositifs FACTS au réseau électrique. Les deux types de dispositifs FACTS choisis en particulier dans cette étude sont :

1. Compensateur statique d'énergie réactive SVC.
2. Compensateur série commandé par thyristors TCSC.

L'impact d'intégration optimale des dispositifs FACTS au réseau électrique à l'aide d'un ensemble des algorithmes d'optimisation métaheuristique et des indicateurs de la stabilité de tension (l'indice de déviation de tension et les pertes actives de transmission) montre une nette amélioration au niveau d'effondrement de tension du réseau.

Les résultats obtenus, à partir des différentes simulations sur des réseaux électriques de moyennes et grandes échelles (IEEE 30-Bus et IEEE 57 bus), ont donné des résultats très satisfaisants où on a amélioré avec succès le profil des tensions, et on a réduit les pertes actives de puissance. Ainsi nous ont permis de formuler les conclusions suivantes :

1. Le calcul de la répartition de charges par la méthode de Newton Raphson, a donné des résultats très satisfaisants.
2. L'intégration du dispositif SVC au niveau des jeux de barre critique ou le dispositif TCSC au niveau des branches et leur coordination, nous ont permis de compenser l'énergie réactive, ont amélioré le profil de tension, ainsi ont minimisé les pertes actives de transmission et un bon fonctionnement des réseaux électriques avec une exploitation plus sûre.

En perspectives, nous pouvons énoncer quelques thèmes de recherche ayant pour objectif de compléter ce que nous avons présenté dans ce travail:

1. Contrôle des tensions et des transits de puissance réactive par intégration d'autres dispositifs FACTS, tels que : le STATCOM, SSSC et UPFC.
2. Proposition des autres coordinations des dispositifs FACTS pour améliorer la stabilité statique de tension des réseaux électriques
3. Elargissement de la fonction objective en tenant compte d'autres critères de la stabilité de tension
4. Faire des études avec autres méthodes d'optimisation soit conventionnelles ou évolutives.

ANNEXE A

A.1 Réseaux Electrique à 30 jeux de barres (IEEE 30-bus)

Tableau (A-1) Données des jeux de barres du réseau 30 jeux de barres

| N° JDB | Tension | | Puissance générée | | Puissance demandée | | Nature de JDB |
|-----------|--------------------|----------------|-------------------|--------|--------------------|--------|------------------|
| | Amplitude [p.u] | Angle [deg] | [Mw] | [Mvar] | [Mw] | [Mvar] | |
| 1 | 1.060 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 00.00 | 00.0 | 1 |
| 2 | 1.043 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 21.70 | 12.7 | 2 |
| 3 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 02.40 | 01.2 | 3 |
| 4 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 07.60 | 01.6 | 3 |
| 5 | 1.010 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 94.20 | 19.0 | 2 |
| 6 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 00.00 | 00.0 | 3 |
| 7 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 22.80 | 10.9 | 3 |
| 8 | 1.010 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 30.00 | 30.0 | 2 |
| 9 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 00.00 | 00.0 | 3 |
| 10 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 05.80 | 02.0 | 3 |
| 11 | 1.082 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 00.00 | 00.0 | 2 |
| 12 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 11.20 | 07.5 | 3 |
| 13 | 1.071 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 00.00 | 00.0 | 2 |
| 14 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 06.20 | 01.6 | 3 |
| 15 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 08.20 | 02.5 | 3 |
| 16 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 03.50 | 01.8 | 3 |
| 17 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 09.00 | 05.8 | 3 |
| 18 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 03.20 | 00.9 | 3 |
| 19 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 09.50 | 03.4 | 3 |
| 20 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 02.20 | 00.7 | 3 |
| 21 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 17.50 | 11.2 | 3 |
| 22 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 00.00 | 00.0 | 3 |
| 23 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 03.20 | 01.6 | 3 |
| 24 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 08.70 | 06.7 | 3 |
| 25 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 00.00 | 00.0 | 3 |
| 26 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 03.50 | 02.3 | 3 |
| 27 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 00.00 | 00.0 | 3 |
| 28 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 00.00 | 00.0 | 3 |
| 29 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 02.40 | 00.9 | 3 |
| 30 | 1.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.60 | 01.9 | 3 |

Tableau (A-2) Données des lignes du réseau électrique à 30 J.D.B.

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

ANNEXE B

B.1 Réseaux Electrique à 57 jeux de barres (IEEE 57-bus)

Tableau (B-1) Données des jeux de barres du réseau %& jeux de barres

| N° JDB | Tension | | Puissance générée | | Puissance demandée | | Nature de JDB |
|-----------|--------------------|----------------|-------------------|--------|--------------------|--------|------------------|
| | Amplitude [p.u] | Angle [deg] | [Mw] | [Mvar] | [Mw] | [Mvar] | |
| 1 | 1.040 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 55.00 | 17.00 | 1 |
| 2 | 1.010 | 0.00 | 00.00 | -0.80 | 03.00 | 88.00 | 2 |
| 3 | 0.985 | 0.00 | 40.00 | -1.00 | 41.00 | 21.00 | 3 |
| 4 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 5 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 13.00 | 04.00 | 2 |
| 6 | 0.980 | 0.00 | 00.00 | 00.80 | 75.00 | 02.00 | 3 |
| 7 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 8 | 1.005 | 0.00 | 450.0 | 62.10 | 150.0 | 22.00 | 2 |
| 9 | 0.980 | 0.00 | 00.00 | 02.20 | 121.00 | 26.00 | 3 |
| 10 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 05.00 | 02.00 | 3 |
| 11 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 2 |
| 12 | 1.015 | 0.00 | 310.0 | 128.5 | 377.0 | 24.00 | 3 |
| 13 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 18.00 | 02.30 | 2 |
| 14 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 10.50 | 05.30 | 3 |
| 15 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 22.00 | 05.00 | 3 |
| 16 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 43.00 | 03.00 | 3 |
| 17 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 42.00 | 08.00 | 3 |
| 18 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 27.20 | 09.80 | 3 |
| 19 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 03.30 | 00.60 | 3 |
| 20 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 02.30 | 01.00 | 3 |
| 21 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 22 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 23 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 06.30 | 02.10 | 3 |
| 24 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 25 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 06.30 | 03.20 | 3 |
| 26 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 27 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 09.30 | 00.50 | 3 |
| 28 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 04.60 | 02.30 | 3 |
| 29 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 17.00 | 02.60 | 3 |
| 30 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 03.60 | 01.80 | 3 |
| 31 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 05.80 | 02.90 | 3 |
| 32 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 01.60 | 00.80 | 3 |
| 33 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 03.80 | 01.90 | 3 |
| 34 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 35 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 06.00 | 03.00 | 3 |
| 36 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 37 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 38 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 14.00 | 07.00 | 3 |
| 39 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 40 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 41 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 06.30 | 03.00 | 3 |
| 42 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 07.10 | 04.40 | 3 |
| 43 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 02.00 | 01.00 | 3 |
| 44 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 12.00 | 01.80 | 3 |

| | | | | | | | |
|----|-------|------|-------|-------|-------|-------|---|
| 45 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 46 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 47 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 29.70 | 11.60 | 3 |
| 48 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 00.00 | 3 |
| 49 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 18.00 | 08.50 | 3 |
| 50 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 21.00 | 10.50 | 3 |
| 51 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 18.00 | 05.30 | 3 |
| 52 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 04.90 | 02.20 | 3 |
| 53 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 20.00 | 10.00 | 3 |
| 54 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 04.10 | 01.40 | 3 |
| 55 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 06.80 | 03.40 | 3 |
| 56 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 07.60 | 02.20 | 3 |
| 57 | 1.000 | 0.00 | 00.00 | 00.00 | 06.70 | 02.00 | 3 |

Tableau (B-2) Données des lignes du réseau électrique à 57 J.D.B.

| N° Branche | Du J.D.B | Au J.D.B | R [p.u] | X [p.u] | B/2 [p.u] |
|------------|----------|----------|---------|---------|-----------|
| 1 | 1 | 2 | 0.00830 | 0.02800 | 0.06450 |
| 2 | 2 | 3 | 0.02980 | 0.08500 | 0.04090 |
| 3 | 3 | 4 | 0.01120 | 0.03660 | 0.01900 |
| 4 | 4 | 5 | 0.06250 | 0.13200 | 0.01290 |
| 5 | 4 | 6 | 0.04300 | 0.14800 | 0.01740 |
| 6 | 6 | 7 | 0.02000 | 0.10200 | 0.01380 |
| 7 | 6 | 8 | 0.03390 | 0.17300 | 0.02350 |
| 8 | 8 | 9 | 0.00990 | 0.05050 | 0.02740 |
| 9 | 9 | 10 | 0.03690 | 0.16790 | 0.02200 |
| 10 | 9 | 11 | 0.02580 | 0.08480 | 0.01090 |
| 11 | 9 | 12 | 0.06480 | 0.29500 | 0.03860 |
| 12 | 9 | 13 | 0.04810 | 0.15800 | 0.02030 |
| 13 | 13 | 14 | 0.01320 | 0.04340 | 0.00550 |
| 14 | 13 | 15 | 0.02690 | 0.08690 | 0.01150 |
| 15 | 1 | 15 | 0.01780 | 0.09100 | 0.04940 |
| 16 | 1 | 16 | 0.04540 | 0.20600 | 0.02730 |
| 17 | 1 | 17 | 0.02380 | 0.10800 | 0.01430 |
| 18 | 3 | 15 | 0.01620 | 0.05300 | 0.02720 |
| 19 | 4 | 18 | 0.00000 | 0.55500 | 0.00000 |
| 20 | 4 | 18 | 0.00000 | 0.43000 | 0.00000 |
| 21 | 5 | 6 | 0.03020 | 0.06410 | 0.00620 |
| 22 | 7 | 8 | 0.01390 | 0.07120 | 0.00970 |
| 23 | 10 | 12 | 0.02770 | 0.12620 | 0.01640 |
| 24 | 11 | 13 | 0.02230 | 0.07320 | 0.00940 |
| 25 | 12 | 13 | 0.01780 | 0.05800 | 0.03020 |
| 26 | 12 | 16 | 0.01800 | 0.08130 | 0.01080 |
| 27 | 12 | 17 | 0.03970 | 0.17900 | 0.02380 |
| 28 | 14 | 15 | 0.01710 | 0.05470 | 0.00740 |
| 29 | 18 | 19 | 0.46100 | 0.68500 | 0.00000 |
| 30 | 19 | 20 | 0.28300 | 0.43400 | 0.00000 |
| 31 | 21 | 20 | 0.00000 | 0.77670 | 0.00000 |
| 32 | 21 | 22 | 0.07360 | 0.11700 | 0.00000 |
| 33 | 22 | 23 | 0.00990 | 0.01520 | 0.00000 |

| | | | | | |
|----|----|----|---------|---------|---------|
| 34 | 23 | 24 | 0.16600 | 0.25600 | 0.00420 |
| 35 | 24 | 25 | 0.00000 | 1.18200 | 0.00000 |
| 36 | 24 | 25 | 0.00000 | 1.23000 | 0.00000 |
| 37 | 24 | 26 | 0.00000 | 0.04730 | 0.00000 |
| 38 | 26 | 27 | 0.16500 | 0.25400 | 0.00000 |
| 39 | 27 | 28 | 0.06180 | 0.09540 | 0.00000 |
| 40 | 28 | 29 | 0.04180 | 0.05870 | 0.00000 |
| 41 | 7 | 29 | 0.00000 | 0.06480 | 0.00000 |
| 42 | 25 | 30 | 0.13500 | 0.20200 | 0.00000 |
| 43 | 30 | 31 | 0.32600 | 0.49700 | 0.00000 |
| 44 | 31 | 32 | 0.50700 | 0.75500 | 0.00000 |
| 45 | 32 | 33 | 0.03920 | 0.03600 | 0.00000 |
| 46 | 34 | 32 | 0.00000 | 0.95300 | 0.00000 |
| 47 | 34 | 35 | 0.05200 | 0.07800 | 0.00160 |
| 48 | 35 | 36 | 0.04300 | 0.05370 | 0.00080 |
| 49 | 36 | 37 | 0.02900 | 0.03660 | 0.00000 |
| 50 | 37 | 38 | 0.06510 | 0.10090 | 0.00100 |
| 51 | 37 | 39 | 0.02390 | 0.03790 | 0.00000 |
| 52 | 36 | 40 | 0.03000 | 0.04660 | 0.00000 |
| 53 | 22 | 38 | 0.01920 | 0.02950 | 0.00000 |
| 54 | 11 | 41 | 0.00000 | 0.74900 | 0.00000 |
| 55 | 41 | 42 | 0.20700 | 0.35200 | 0.00000 |
| 56 | 41 | 43 | 0.00000 | 0.41200 | 0.00000 |
| 57 | 38 | 44 | 0.02890 | 0.05850 | 0.00100 |
| 58 | 15 | 45 | 0.00000 | 0.10420 | 0.00000 |
| 59 | 14 | 46 | 0.00000 | 0.07350 | 0.00000 |
| 60 | 46 | 47 | 0.02300 | 0.06800 | 0.00160 |
| 61 | 47 | 48 | 0.01820 | 0.02330 | 0.00000 |
| 62 | 48 | 49 | 0.08340 | 0.12900 | 0.00240 |
| 63 | 49 | 50 | 0.08010 | 0.12800 | 0.00000 |
| 64 | 50 | 51 | 0.13860 | 0.22000 | 0.00000 |
| 65 | 10 | 51 | 0.00000 | 0.07120 | 0.00000 |
| 66 | 13 | 49 | 0.00000 | 0.19100 | 0.00000 |
| 67 | 29 | 52 | 0.14420 | 0.18700 | 0.00000 |
| 68 | 52 | 53 | 0.07620 | 0.09840 | 0.00000 |
| 69 | 53 | 54 | 0.18780 | 0.23200 | 0.00000 |
| 70 | 54 | 55 | 0.17320 | 0.22650 | 0.00000 |
| 71 | 11 | 43 | 0.00000 | 0.15300 | 0.00000 |
| 72 | 44 | 45 | 0.06240 | 0.12420 | 0.00200 |
| 73 | 40 | 56 | 0.00000 | 1.19500 | 0.00000 |
| 74 | 56 | 41 | 0.55300 | 0.54900 | 0.00000 |
| 75 | 56 | 42 | 0.21250 | 0.35400 | 0.00000 |
| 76 | 39 | 57 | 0.00000 | 1.35500 | 0.00000 |
| 77 | 57 | 56 | 0.17400 | 0.26000 | 0.00000 |
| 78 | 38 | 49 | 0.11500 | 0.17700 | 0.00150 |
| 79 | 38 | 48 | 0.03120 | 0.04820 | 0.00000 |
| 80 | 9 | 55 | 0.00000 | 0.12050 | 0.00000 |

ANNEXE C

C. 1 Programme de la méthode Newton Raphson en MATLAB

C. 1.1 Fiche NR programme principale

```
clear all
clc
DATA
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
nj=length(bd(:,1));
nb=length(ld(:,1));
Ndb=ld(:,6);
njdb=bd(:,1);
n1=ld(:,1);
n2=ld(:,2);
R=ld(:,3);
X=ld(:,4);
sus=ld(:,5);
cap=capa(:,2);
for i=1:nj
    y(i,i)=0;
    for j=1:nj
        if j~=i
            y(i,j)=0;
            for k=1:nb
                if n1(k)==i & n2(k)==j | n1(k)==j & n2(k)==i
                    y(i,j)=-1/complex(R(k),X(k));
                    y(i,i)=y(i,i)-y(i,j)+complex(0,sus(k));
                end
                y(i,i)=y(i,i)+complex(0,cap(k));
            end
        end
    end
end
va=bd(:,3);
vm=bd(:,2);
pd=bd(:,6);
qd=bd(:,7);
pg=bd(:,4);
qg=bd(:,5);
nat=bd(:,8);
for G=1:NI
    for i=1:nj
        va(i)=va(i)*pi/180;
        v(i)=complex(vm(i)*cos(va(i)),vm(i)*sin(va(i)));
    end
    for i=1:nj
        s(i)=0;
        for j=1:nj
            s(i)=s(i)+y(i,j)*v(j);
        end
        s(i)=s(i)*conj(v(i));
        p(i)=real(s(i));
        q(i)=-imag(s(i));
    end
    k2=nj;
    k1=1;
    for i=1:nj
        if nat(i)==3
            d(k1)=(pg(i)-pd(i))/sb-p(i);
            d(k2)=(qg(i)-qd(i))/sb-q(i);
            k1=k1+1;
            k2=k2+1;
        end
        if nat(i)==2
            d(k1)=(pg(i)-pd(i))/sb-p(i);
            k1=k1+1;
        end
    end
end
njac=k2-1;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
FORMATION DE LA MATRICE JAC
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
i1=1;
i2=nj;
for i=1:nj
    if nat(i)~=1
        j1=1;
        j2=nj;
        for j=1:nj
            if j~=i
                if nat(j)==3
```

```

jac(i1,j1)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
jac(i1,j2)=abs(v(i)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j1=j1+1;
j2=j2+1;
end
if nat(j)==2
jac(i1,j1)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j1=j1+1;
end
else
if nat(j)==3
jac(i1,j1)=0;
jac(i1,j2)=2*abs(v(i)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j)));
for k=1:nj
if k~=i
jac(i1,j1)=jac(i1,j1)+abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*sin(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
jac(i1,j2)=jac(i1,j2)+abs(v(k)*y(i,k))*cos(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j1=j1+1;
j2=j2+1;
end
if nat(j)==2
jac(i1,j1)=0;
for k=1:nj
if k~=i
jac(i1,j1)=jac(i1,j1)+abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*sin(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j1=j1+1;
end
end
end
i1=i1+1;
end
if nat(i)==3
j3=1;
j4=nj;
for j=1:nj
if j~=i
if nat(j)==3
jac(i2,j3)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
jac(i2,j4)=-abs(v(i)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j3=j3+1;
j4=j4+1;
end
if nat(j)==2
jac(i2,j3)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j3=j3+1;
end
else
if nat(j)==3
jac(i2,j3)=0;
jac(i2,j4)=-2*abs(v(i)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j)));
for k=1:nj
if k~=i
jac(i2,j3)=jac(i2,j3)+abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*cos(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
jac(i2,j4)=jac(i2,j4)-abs(v(k)*y(i,k))*sin(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j3=j3+1;
j4=j4+1;
end
if nat(j)==2
jac(i2,j3)=0;
for k=1:nj
if k~=i
jac(i2,j3)=jac(i2,j3)-abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*cos(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j3=j3+1;
end
end
end
i2=i2+1;
end
end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%CALCULE DE L'INVERSE De JACOPI%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
inv_jac=inv(jac);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%CALCULE DELTA VM/VA%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
for i=1:njac
c(i)=0;
for j=1:njac
c(i)=c(i)+inv_jac(i,j)*d(j);

```

```

end
end
##### CALCULE VA/VM #####
k1=1;
k2=nj;
k11=1;
for i=1:nj
    if nat(i)==3
        va(i)=va(i)+c(k1);
        VQ(k11)=abs(c(k2));
        vm(i)=vm(i)+c(k2);
        k1=k1+1;
        k2=k2+1;
        k11=k11+1;
    end
    if nat(i)==2
        va(i)=va(i)+c(k1);
        k1=k1+1;
    end
    va(i)=va(i)*180/pi;
end
##### CALCULE [PG],[QG] A PARTIR DE [P],[Q] #####
##### CALCULE LA PUISSANCE TOTALE GENEREE [PGtot],[QGtot] #####
##### CALCULE LA PUISSANCE TOTALE DOMANDEE [PDtot],[QDtot] #####
pgtot=0;
qgtot=0;
pdtot=0;
qdtot=0;
for i=1:nj
    if nat(i)==1
        pg(i)=p(i)*sb+pd(i);
        qg(i)=q(i)*sb+qd(i);
    end
    if nat(i)==2
        qg(i)=q(i)*sb+qd(i);
    end
    pgtot=pgtot+pg(i);
    qgtot=qgtot+qg(i);
    pdtot=pdtot+pd(i);
    qdtot=qdtot+qd(i);
end
##### LES PUISSANCE TRANSITEES ET LES PERTES DANS LES LIGNES #####
pltot=0;
qltot=0;
for i=1:nb
    s1=(conj(v(n1(i)))*(v(n1(i))-v(n2(i)))/complex(R(i),X(i))+
        ((vm(n1(i)))^2)*complex(0,sus(i))*sb;
    s2=(conj(v(n2(i)))*(v(n2(i))-v(n1(i)))/complex(R(i),X(i))+
        ((vm(n2(i)))^2)*complex(0,sus(i))*sb;
    pij(i)=real(s1);
    pji(i)=real(s2);
    qij(i)=-imag(s1);
    qji(i)=-imag(s2);
    pl(i)=pij(i)+pji(i);
    ql(i)=qij(i)+qji(i);
    pltot=pltot+pl(i);
    qltot=qltot+ql(i);
end
UU=abs(d);
if max(UU)<=TS
    affichage
    break
end
end

```

C. 1.2 Fichée DATA sous programme

```

NI=20;
TS=0.00001;
sb=100;
##### DONNEES DE LIGNES #####
% du JDB AU JDB      R          X          susc      n°branche
ld=[ ...           ...           ...           ...           ...           ... ];
##### DONNEES DE JDB #####
% N°      Tension      Puissance. Générées      Puissance Demandées      Nature de JDB
%JDB     MOD      ARG      (MW)      (MVAR)      (MW)      (MVAR)
bd=[ ...           ...           ...           ...           ...           ...           ... ];
% Nature de JDB 1 référence 2 contrôle 3 charge

```

C. 1.3 Fichée affichage sous programme

```

disp(' ')
fprintf('          Numéro d iterations = %g \n\n', G)
disp(' ')
disp('          TENSION ET PUISSANCE AU NIVEAU DE J.D.B')
head = [
    '-----'
    ' JdB      Tension      Puissance Généréé  Puissance Demandée '
    '-----'
    ' N°      Module  Argument  MW      Mvar      MW      Mvar '
    '-----'
];
disp(head)

for n=1:nj
    fprintf('          %11.8g', n), fprintf('          %7.4f', vm(n)),
    fprintf('%9.4f', va(n)), fprintf('          %9.4f', pg(n)),
    fprintf('          %9.4f', qg(n)), fprintf('          %9.4f', pd(n)),
    fprintf('          %9.4f', qd(n))
    fprintf('          \n')
    disp('          |-----|-----|-----|-----|-----|-----| ')
end
fprintf('          \n')
disp(' ')
disp('          PUISSANCES TRANSMISES ET PERETE AU NIVEAU DES LIGNES ')
head1 = [
    '-----'
    '          BRANCHES      Puissances transmises      Pertes '
    '-----'
    '          N°      AU      DU      P(I J)      Q(I J)      P(J I)      Q(J I)      PL      QL '
    '-----'
];
disp(head1)

for n=1:nb
    fprintf('          %8g', n), fprintf('%5.8g', n1(n)),
    fprintf('          %4.5g', n2(n)), fprintf('          %8.3f', pij(n)),
    fprintf('          %7.3f', qij(n)), fprintf('          %8.3f', pji(n)),
    fprintf('          %8.3f', qji(n)), fprintf('          %8.3f', pl(n)),
    fprintf('%11.3f', ql(n)),

    fprintf('          \n')
    disp('          |-----|-----|-----|-----|-----|-----| ')
end
fprintf('          \n'), fprintf('          \n'),
disp('          ***** ')
fprintf('          la puissance active générée Totale(MW) est: ')
fprintf('%9.4f', pgtot)
fprintf('          \n'), fprintf('          La puissance réactive générée Totale(MVAR) est: ')
fprintf('%9.4f', qgtot),
fprintf('          \n'), fprintf('          La Puissance active demandée Totale(MW) est: ')
fprintf('%9.4f', pdtot),
fprintf('          \n'), fprintf('          La puissance réactive demandée Totale(MVAR) est: ')
fprintf('%9.4f', qdtot),
fprintf('          \n'), fprintf('          Les Pertes Actives Totale(MW) est: ')
fprintf('%9.4f', pltot)
fprintf('          \n'), fprintf('          Les Pertes Réactives Totale(MVAR) est: ')
fprintf('%9.4f', qltot)
fprintf('          \n')
disp('          ***** ')

```

Liste des publications

- [1] : A Gacem, D Benattous, "Hybrid genetic algorithm and particle swarm for optimal power flow with non-smooth fuel cost functions", International Journal of System Assurance Engineering and Management Vol 8, PP 146-153, 2014.
- [2] : A Gacem, D Benattous, "Hybrid GA-PSO for optimal placement of static VAR compensators in power system " International Journal of System Assurance Engineering and Management Vol 8, PP 247-254, 2015.

BIBLIOGRAPHIE

- [ABD_12] : S.M. Abd-Elazim and all, "Coordinated design of PSSs and SVC via bacteria foraging optimization algorithm in a multi machine power system", Electrical Power and Energy Systems, Vol 41, PP 44–53, 2012.
- [ABD_17] : Abdelkrim Zebar "Etude et simulation de la stabilité transitoire d'un système de puissance en présence de dispositifs FACTS et PDE" Thèse de doctorat Université Ferhat Abbas -Setif 1, 2017
- [ADA_14] : Adama Diarra, " la répartition optimale de la puissance réactive pour le contrôle des tensions de barre d'un réseau électrique par simplexe LP", Thèse de doctorat, UNIV DU QUEBEC, 1984.
- [AMI_14] : M Amir and all, "Bacterial foraging optimization and method of moments for modeling and optimization of micro strip antennas", IET Microwaves, Antennas & Propagation, Vol. 8, PP 295-300, 2014.
- [AMI_13] : Amira Gherboudj, "Méthodes de résolution de problèmes difficiles académiques", Thèse de doctorat, UNIV de Constantine2, 2013.
- [AND_06] : Andersson G and all, "analysis of Electric Power Systems", EEH Power Systems Laboratory ETH Zurich, PP 227-526 MARCH 2006.
- [ARI_19] : Arindam Majumder "Bacterial Foraging Optimization Algorithm in Robotic Cells with Sequence-Dependent Setup Times" Knowledge-Based Systems Volume 172, 15 May 2019, Pages 104-122
- [ATO_07] : Atousa Assadi-Haghi, "Contribution au développement de méthodes d'optimisation structurelle pour la conception assistée par ordinateur de composants et de circuits hyperfréquences", Thèse de Doctorat, UNIV de Limoges, 2007.
- [BAS_05] : Basler M J and all, "Understanding power system stability", Proceedings of the 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, PP 46-67, APRIL 2005.
- [BEN_11] : Benalia Nadia, "Etude de la stabilité de tension par les systèmes multi agents (SMA)", Thèse de Doctorat, UNIV UNIVERSITE BADJI MOKHTAR- ANNABA, 2011.
- [BER_00] : H. Berg, "Motile behavior of bacteria", Phys Today, PP 24-29, JAN 2000.
- [BER_72] : H Berg and all, "Chemotaxis in Escherichia coli analysed by three-dimensional tracking", Nature, Vol 239, PP 500-504, OCT 1972.
- [BET_18] : Betül Turanoğlu "A new hybrid heuristic algorithm based on bacterial foraging optimization for the dynamic facility layout problem" Expert Systems With Applications 2018, Pages 93-104
- [BOU_16] : BOUGOUFFA Lazhar, " Effets des Systèmes de Compensation FACTS sur la Protection à Maximum de Courant dans les Réseaux Électriques", Thèse de doctorat, UNIV de Batna AVRIL 2016.
- [BRU_99] : Bruno SARENI, "Méthodes d'optimisation multimodales associées à la modélisation numérique en électromagnétique", Thèse de Doctorat, L'école centrale de Lyon, 1999.

-
- [CAF_93] : C Cafrizares and all, "Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, Vol. 8, PP 1-8, FEBRUARY 1993.
- [CAL_86] : A. Calvaer, "Voltage Stability and Collapses: a Simple Theory Based on Real and Reactive Cunents", Revue Générale de Electricité, PP 1-17, SEPTEMBRE 1986.
- [CHA_20] : Charles P Steinmetz, "Power control and stability of electric generating stations ", AIEE Committees JULY 1920.
- [CHU_00] : Chulasa PRAING, "stabilité d'un réseau de transport avec pôles de production et de consommation éloignés en période de forte croissance", Thèse de doctorat, Inst NPG, 2000.
- [CIG_96] : CIGRE Task Force on Power System Oscillations, "Analysis and control of power system oscillations", CIGRE Technical Brochure, No 111, DECEMBRE 1996.
- [COL_02] : Y. Colletto and all, " Optimisation Multi-objectif," EYROLLES, NOUVE:BRE 2002.
- [CUT_02] : Cutsem T V, "Systèmes électriques de Puissance II", Cours ELEC 047, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Univ de Liège, 2002.
- [EDR_97] : Edris A and all, "Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS) ", IEEE Transactions on Power, Vol. 12, PP 1848-1853, 1997.
- [ELG_09] : El-Ghazali Talbi, "Metaheuristics : from design to implementation", In Proceedings International Conference John wiley and Sons Hoboken New Jersey, 2009.
- [ESK_03] : Eskandar Gholipour Shahraki, " Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques" Thèse de doctorat, UNIV Henri Poincaré Nancy-I, 2003.
- [EVA_36] : R D Evans and all, " First Report of Power System Stability", AIEE Committees DECEMBRE 1936.
- [FON_93] : Fonseca C M and all, "Genetic Algorithm for Multiobjective Optimization: Formulation, Discussion and Generalization", In Proceedings of the 5th International Conference on Genetic Algorithms, PP 416-423, San Mateo California, 1993.
- [FOU_91] : Fouad A A and all, "Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method", Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1991.
- [GAO_92] : B Gao and all, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, Vol. 7, PP 1529-1542 NOVEMBRE 1992.
- [GAS_19] : Gasmi Laid " Time series forecasting using neural networks and genetic algorithms" These de doctorat Universite djillali liabes 2019
- [GER_01] : Gerbex S and all, "Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, PP. 537-544, AUGUST 2001.

-
-
- [GRO_95] : IEEE PES Working Group on System Oscillations, "Power System Oscillations", IEEE Special Publication 95-TP-101, 1995.
- [HAD_17] : HADJI Boubakeur, " Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité des Réseaux Electriques par l'Intégration et le Contrôle Flexible de l'Energie Eolienne et des Systèmes FACTS", Thèse de doctorat, UNIV Mohamed Khider – Biskra, 2017.
- [HAH_67] : Hahn W, "Stability of motion", Springer-Verlag, Berlin, 1967.
- [HAS_08] : Hasan Alkhatib "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode Etaheuristique", Thèse de doctorat, Univ AIX-MARSEILLE III DECEMBRE2008.
- [HIL_90] : D J Hill and all, "Analysis of long-term voltage stability", Proceedings of the 10th Power Systems Computation Annual Conference, PP 1252-1259, AOUT 1990.
- [HIN_93] : Hingorani N G, "Flexible AC transmission", IEEE Spectrum, Vol. 30, PP 40-45, 1993.
- [HIN_91] : Hingorani N G, "FACTS-flexible AC transmission system" In International Conference on AC and DC Power Transmission, PP 1-7, SEPTEMBRE 1991.
- [HIN_99] : N G Hingorani and all, "Understanding FACTS", IEEE Press, New York, 1999.
- [ISP_90] : IEEE Special Publication 90TH0358-2-PWR, "Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry", Experience, 1990.
- [JEA_13] : Jean-Charles Boisson, "Modélisation et résolution par méta-heuristiques coopératives : de l'atome à la séquence protéique", Thèse Doctorat, UNIV des Sciences et Technologies de Lille, 2013.
- [JUM_11] : S.A. Jumaat and all, "PSO Based Technique for Loss Minimization Considering Voltage Profile and Cost Function", The 5th International Power Engineering and Optimization Conference, Malaysia, PP 6-7, JUNE 2011.
- [KAM_14] : Kamel SAOUDI, " Stabilisateurs intelligents des systèmes électro-énergétiques", Thèse de doctorat, Univ FERHAT ABBAS — SETIF1, NOUVEMBRE 2014.
- [KAR_08] : Karim SEBAA, "Commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique", Thèse de doctorat, UNIV STHB, Septembre 2008
- [KEN_95] : Kennedy, J. and all, "Particle Swarm Optimization", Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, PP. 1942-1948, 1995.
- [KES_86] : P Kessel and all, "Estimating the Voltage Stability of a Power System", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, Vol 3, PP346-354, JULY 1986.
- [KUN_94] : P Kundur, "Power System Stability and Control" New York: Mc GrawHill, 1994.

-
-
- [LOW_87] : G Lowe and all, "Rapid rotation of flagellar bundles in swimming bacteria" Nature, Vol. 325, PP 637-640, OCT 1987.
- [LUD_94] : Ludovic Mé, "Audit de sécurité par algorithmes génétiques", Thèse de Doctorat, UNIV de Rennes 1 France, JUILLET 1994.
- [MAT_19] : Mathieu Allyson-Cyr "Optimisation sous contrainte d'un générateur thermoélectrique pour la récupération de chaleur par différents algorithmes heuristiques" Mémoire (M. Sc.) Université de Laval, 2019
- [MIS_04] : S Mishra and all, "A hybrid adaptive-bacterial-foraging and feedback linearization scheme based D-STATCOM", International Conference on Power System Technology (POWERCOM 2004) Singapore, PP275- 280, NOV 2004.
- [MOU_14] : Mounir Amir, "Amélioration des performances des antennes imprimées basée sur des méthodes de modélisation et d'optimisation", Thèse de Doctorat, UNIV de BATNA, 2014
- [NIC_04] : Nicolas Durand, "Algorithmes génétiques et autres outils d'optimisation appliqués à la gestion de trafic aérien", 2004
- [OME_03] : H Omessaad, "Contribution au développement de méthodes d'optimisation stochastique. Application a la conception des dispositif électrotechniques", Thèse de Doctorat, Ecole central de lille, 2003.
- [OUA_06] : OUADFEL SALIMA, " Contributions à la Segmentation d'images basées sur la résolution collective par colonies de fourmis artificielles", Thèse de Doctorat, UNIV de Batna, 2006.
- [PAP_82] : C H Papadimitriou and all, "Combinatorial optimization - algorithms and complexity", Prentice Hall, 1982.
- [PAR_81] : Parks P C and all, "Stabilitäts theorie", Springer-Verlag, Berlin, 1981.
- [PAS_98] : Passelergue Jean-Christophe, "Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques", Thèse de doctorat, Inst NPG, 1998.
- [PAS_02] : G K Passino, "Biomimicry of Bacterial Foraging for Distributed Optimization and Control", IEEE Control Systems Magazine, JUNE 2002.
- [PRA_04] : Prabha Kundur and all, " Definition and Classification of Power System Stability", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL 19, NO. 2, MAY 2004.
- [RAB_07] : Rabah BENABID, "Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques", mémoire de magister, UNIV Amar Telidji, Laghouat, 2007
- [RAJ_19] : Raja Masood Larik " A statistical jacobian application for power system optimization of voltage stability" Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science Vol. 13, No. 1, January 2019, pp. 331~338
- [SAK_84] : M Sakarovitch, "Optimisation combinatoire, Méthodes mathématiques et algorithmiques - Programmation discrète", Hermann ISBN: 2-7056-5976-5, 1984.

-
-
- [TAB_11] : S.M. Tabatabaei and all, "Bacterial foraging solution based fuzzy logic decision for optimal capacitor allocation in radial distribution system", Electric Power Systems Research, Vol 81, PP 1045–1050, 2011.
- [TAY_94] : C W Taylor, "Power System Voltage Stability", New York: McGrawHill, 1994.
- [TAR_10] : Tarik Zabaoui, "Coordination des régulateurs conventionnels des machines synchrones et des compensateurs statiques (SVCS)", Thèse de doctorat, UNIV MONTRÉAL, DÉCEMBRE 2010
- [TIR_88] : A Tiranuchi and all, "A Posturing Strategy Against Voltage Instability in Electric Power Systems", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, Vol 3, PP 87-93 FEBRUARY 1988.
- [TRA_93] : Tran-Quoc, "Analyse et Outils pour la Proposition de Parades Contre les Risques d'Instabilité de Tension dans les Grands Réseaux de Transport et d'Interconnexion", Thèse de doctorat, Inst NPG, FEVRIE 1993.
- [VAN_98] : T Van Cutsem and all, "Voltage Stability of Electric Power Systems", Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [VAN_97] : T. Van Cutsem and R. Mailhot, "Validation of a fast voltage stability analysis method on the Hydro-Quebec System," IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, Vol. 12, pp. 282–292, FEB 1997.
- [VAR_07] : Varma and all, "Damping of inter-area oscillation in power systems by Static Var Compensator (SVC) using PMU-acquired remote bus voltage angles", IJEEPS, Vol. 8, PP 1-24, 2007.
- [VAS_91] : G S Vassell, "Northeast blackout of 1965", IEEE Power Engineering Review, PP 4–8, JAN 1991.
- [VER_01] : Verma and all, "FACTS devices location for enhancement of total transfer capability", Power Engineering Society Winter Meeting IEEE, Vol. 2, PP 522–527, 2001.
- [WAN_01] : F Wang and all, "Allocation of TCSC devices to optimize total transmission capacity in a competitive power market", Power Engineering Society Winter Meeting IEEE, Vol. 2, PP 587–593, 2001.
- [WEI_09] : LU Wei, "Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité", Thèse de doctorat, Inst NPG, JUILLET 2009.
- [XIO_03] : Xiao Y and all, "Available transfer capability enhancement using FACTS devices", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, PP 305-312, FEBRUARY 2003.
- [YAH_14] : Yahiaoui Merzoug, "Contrôle optimal des puissances réactives et des tensions dans un réseau d'énergie électrique par dispositifs FACTS", Thèse de doctorat, univ Mohamed Boudiaf d'Oran, 2014.
- [YUE_01] : Yueyinghe, "Stratégie de commande unifiée du TCSC ("thyristorcontrolled series capacitor") pour améliorer la stabilité des réseaux électriques", Thèse de doctorat, UNIV DU QUÉBEC, 2001.